



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE
ANGULAR DE GERADORES SÍNCRONOS

Rafael Mendes Matos

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador(es):

Sebastião Ércules Melo de Oliveira

RIO DE JANEIRO
SETEMBRO DE 2012

**PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE
ANGULAR DE GERADORES SÍNCRONOS**

Rafael Mendes Matos

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira
(Orientador)

Prof. Sergio Sami Hazan

Prof.^a Tatiana Mariano Lessa de Assis

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
SETEMBRO DE 2012

Matos, Rafael Mendes

Programa Computacional Para Avaliação da Estabilidade Angular de Geradores Síncronos/ Rafael Mendes Matos. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2012.

xii, 106 p. : il. ; 29,7 cm.

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Elétrica, 2012.

Referencias Bibliográficas: p. 91.

1. Estabilidade Dinâmica 2. Modelagem de Máquinas Elétricas. 3. Fluxo de Potência. 4. Integração Numérica. I. Rafael Mendes Matos. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica. III. Avaliação Computacional da Estabilidade Angular de Geradores Síncronos.

À MINHA MÃE ELIZABETH,
MEU PAI JOSÉ, MINHA IRMÃ BRUNA,
MEUS AVÓS JOSÉ, LIA, MARIA E PEDRO,
E À MINHA NAMORADA FRANCIELE.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a orientação dada pelo professor Sebastião Ércules Melo de Oliveira, que muito me ensinou na graduação e sempre esteve à disposição para fornecer ajuda.

A todos os meus grandes amigos, de tantos lugares diferentes, Artur Gomes Souza, Felipe Pereira de Abreu, Guilherme Gomes Souza, Guilherme Vogel Satyro, Igor Schuwenck Ligeiro, Juliana de Fátima Silva Bastos, Murilo Gomes Souza, Pedro César Souza de Lucena, Rafael Saint Clair, Vinícius Bernardo Rosa e Werner Spolidoro Freund, que foram ótimos companheiros em todas as situações que passamos nesses anos todos.

Ao meu grande amigo Gustavo Cordovil da Silva que sempre esteve ao meu lado me aconselhando e me incentivando quanto a todos os aspectos da minha vida.

Agradeço principalmente aos meus pais que sempre me incentivaram a estudar e a alcançar meus objetivos.

A minha namorada Franciele Nascimento Teixeira a quem sempre serei grato por sua paciência e dedicação, seu amor e amizade.

RESUMO

Os sistemas elétricos de energia vêm crescendo a cada dia. Estes são predominantemente constituídos de máquinas girantes. Portanto, estudar a dinâmica dessas máquinas se tornou fundamental para manter a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia. Para tanto, são utilizadas ferramentas computacionais que agilizam os cálculos requeridos.

A intenção deste trabalho é criar uma ferramenta computacional capaz de auxiliar o estudo da estabilidade de máquinas síncronas em sistemas de potência. O programa foi desenvolvido no ambiente Matlab® e, soluciona o fluxo de potência para encontrar o estado do sistema em regime permanente e soluciona as equações dinâmicas das máquinas síncronas no segmento a alguma perturbação. Neste trabalho, um curto-circuito trifásico caracteriza a perturbação para o estudo de estabilidade transitória. Foram discutidos, também, métodos para aumentar o grau de estabilidade do sistema.

Como as ferramentas existentes para avaliação do desempenho dinâmico dos sistemas abrangem muito mais detalhes que os incluídos neste trabalho, isto o torna o passo inicial para que no futuro seja complementado, tornando-se assim uma ferramenta mais completa.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	O SISTEMA POR UNIDADE [9]:.....	3
2.1	GRANDEZAS EM PU	3
2.2	MUDANÇA DE BASE	5
2.3	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE DOIS ENROLAMENTOS	5
3	MODELAGEM DA REDE	8
3.1	MODELO DE LINHA DE TRANSMISSÃO CURTA:.....	8
3.2	MODELO DE LINHA DE TRANSMISSÃO LONGA:	8
3.3	TRANSFORMADOR DE DOIS ENROLAMENTOS:.....	9
3.4	TRANSFORMADOR COM COMUTAÇÃO AUTOMÁTICA DE TAPE (TCAT):	9
3.5	MODELO DE TRANSFORMADOR DEFASADOR	11
3.6	MODELO DE CARGA.....	13
3.6.1	<i>Representação de carga para fluxo de potência</i>	<i>13</i>
3.6.2	<i>Representação de carga para estudo de estabilidade</i>	<i>13</i>
4	MONTAGEM DA MATRIZ ADMITÂNCIA DE BARRA [2].....	15
4.1	MATRIZ ADMITÂNCIA DE BARRA DOS ELEMENTOS DA REDE	16
4.1.1	<i>Linha curta:.....</i>	<i>16</i>
4.1.2	<i>Linha longa:.....</i>	<i>17</i>
4.1.3	<i>Transformador de dois enrolamentos:</i>	<i>17</i>
4.1.4	<i>Transformador com comutação automática de tape (TCAT):</i>	<i>17</i>
4.1.5	<i>Transformador defasador:</i>	<i>17</i>
5	REDUÇÃO DA REDE (REDUÇÃO DE KRON) [9]	18
6	FLUXO DE POTÊNCIA [2].....	20
6.1	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	20
6.2	MÉTODO NEWTON-RAPHSON.....	21
6.2.1	<i>Matriz Jacobiana</i>	<i>22</i>
6.3	POTÊNCIAS GERADAS E FLUXO NOS RAMOS.....	22
6.3.1	<i>Potências geradas</i>	<i>23</i>
6.3.2	<i>Linha de transmissão longa.....</i>	<i>23</i>
6.3.3	<i>Linha de transmissão curta</i>	<i>24</i>
6.3.4	<i>Transformador.....</i>	<i>24</i>
6.3.5	<i>Shunts de barra</i>	<i>25</i>
6.3.6	<i>Transformador Defasador</i>	<i>25</i>
7	MÁQUINA SÍNCRONA	27

7.1	MÁQUINA SÍNCRONA DE PÓLOS LISOS [5]	27
7.2	MÁQUINA SÍNCRONA DE PÓLOS SALIENTES [5].....	32
7.2.1	<i>Transformada de Park [4].....</i>	34
7.2.2	<i>Equação potência-ângulo.....</i>	36
8	MODELO DINÂMICO DA MÁQUINA SÍNCRONA.....	39
8.1	CONSIDERAÇÕES BÁSICAS [6]	39
8.2	EQUAÇÃO DE OSCILAÇÃO DO ROTOR DA MÁQUINA SÍNCRONA [7]	40
8.2.1	<i>Máquina equivalente</i>	43
8.3	AMORTECIMENTO [7].....	44
8.4	MODELO I E MODELO II DE MÁQUINAS SÍNCRONAS	45
9	CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS.....	46
10	ÂNGULO CRÍTICO E TEMPO CRÍTICO DE ABERTURA.....	51
11	MEDIDAS PARA ESTABILIZAÇÃO [7]	53
11.1	REDUÇÃO DO DESPACHO DE GERAÇÃO	53
11.2	UTILIZAR DISJUNTORES MAIS RÁPIDOS	53
11.3	CORTE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO.....	54
11.4	RELIGAMENTO AUTOMÁTICO	54
11.5	OPERAÇÃO INICIAL SOBRE-EXCITADA	54
11.6	SISTEMA DE EXCITAÇÃO RÁPIDO.....	55
11.7	REFORÇO DA REDE ELÉTRICA	55
11.8	COMPENSAÇÃO SÉRIE DE LINHA DE TRANSMISSÃO.....	55
12	MÉTODO TRAPEZOIDAL IMPLÍCITO [4]	56
12.1	INTRODUÇÃO AO MÉTODO	56
12.2	AJUSTANDO O MÉTODO PARA A SOLUÇÃO DAS EQUAÇÕES DIFERENCIAIS DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	57
13	O PROGRAMA DESENVOLVIDO	59
13.1	FLUXOGRAMAS DO PROGRAMA	59
13.2	AMBIENTAÇÃO AO PROGRAMA	62
14	RESULTADOS OBTIDOS.....	68
14.1	SISTEMA MÁQUINA - BARRA INFINITA (ANEXO A)	68
14.2	SISTEMA NEW ENGLAND (ANEXO B)	73
14.2.1	<i>Falta próxima à barra 29.....</i>	74
14.2.2	<i>Falta próxima à barra 10.....</i>	78
14.2.3	<i>Falta próxima à barra 22.....</i>	81
14.2.4	<i>Falta próxima à barra 19.....</i>	84
14.2.5	<i>Falta próxima à barra 6.....</i>	87

14.3	COMPARAÇÃO ENTRE OS MODELOS I E II DE MÁQUINA APRESENTADOS NOS ANEXOS A E B	91
15	CONCLUSÃO	95
15.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	96

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1 - CIRCUITO EQUIVALENTE POR FASE DE UM TRANSFORMADOR DE DOIS ENROLAMENTOS.....	5
FIGURA 2.2 - CIRCUITO EQUIVALENTE SIMPLIFICADO FINAL DE UM TRANSFORMADOR DE DOIS ENROLAMENTOS	6
FIGURA 3.1 - MODELO DE LINHA CURTA	8
FIGURA 3.2 - MODELO DE LINHA LONGA.....	8
FIGURA 3.3 - MODELO APROXIMADO DO TRANSFORMADOR	9
FIGURA 3.4 - MODELO DO TCAT	10
FIGURA 3.5 - MODELO π EQUIVALENTE DE UM TRANSFORMADOR COM TAPES	10
FIGURA 3.6 - MODELO π EQUIVALENTE DO TCAT	11
FIGURA 3.7 - MODELO DO TRANSFORMADOR DEFASADOR	12
FIGURA 3.8 - MODELO DA CARGA PARA FLUXO DE POTÊNCIA	13
FIGURA 3.9 - MODELO DE CARGA Z CONSTANTE.....	14
FIGURA 4.1 - SISTEMA COM DUAS BARRAS E DOIS GERADORES	15
FIGURA 4.2 - SISTEMA UTILIZADO PARA ENCONTRAR AS EQUAÇÕES NODAIS.	15
FIGURA 7.1 - CORTE TRANSVERSAL DA MÁQUINA SÍNCRONA DE PÓLOS LISOS.....	28
FIGURA 7.2 - CIRCUITO DE CAMPO E CIRCUITO EQUIVALENTE DA MÁQUINA SÍNCRONA DE PÓLOS SALIENTES	28
FIGURA 7.3 - MODELO ELÉTRICO DO GERADOR DE POLOS LISOS.....	29
FIGURA 7.4 - CORRENTE DE ARMADURA DE UM GERADOR SÍNCRONO EM CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO SIMÉTRICO [1]	29
FIGURA 7.5 - GRÁFICO POTÊNCIA-ÂNGULO DE UMA MÁQUINA DA POLOS LISOS	30
FIGURA 7.6 - DIAGRAMA FASORIAL DO MOTOR DE POLOS LISOS SUBEXCITADO	31
FIGURA 7.7 - DIAGRAMA FASORIAL DO MOTOR DE POLOS LISOS SOBRE-EXCITADO	32
FIGURA 7.8 - DIAGRAMA FASORIAL DO GERADOR DE POLOS LISOS SUBEXCITADO	32
FIGURA 7.9 - DIAGRAMA FASORIAL DO GERADOR DE POLOS LISOS SOBRE-EXCITADO	32
FIGURA 7.10 - CORTE TRANSVERSAL DA MÁQUINA SÍNCRONA DE POLOS SALIENTES.	33
FIGURA 7.11 - DIAGRAMA FASORIAL PARA UM GERADOR DE POLOS SALIENTES ALIMENTANDO CARGA INDUTIVA	33
FIGURA 7.12 - MODELO DA MÁQUINA SÍNCRONA DE PÓLOS SALIENTES.....	34
FIGURA 7.13 - CURVA DE POTÊNCIA ATIVA DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA DE PÓLOS SALIENTES	37
FIGURA 8.1 - CURVA DE POTÊNCIA ATIVA DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA DE PÓLOS SALIENTES, NO PERÍODO TRANSITÓRIO	40
FIGURA 8.2 - REPRESENTAÇÃO DO ROTOR DE UMA MÁQUINA COMPARANDO A DIREÇÃO DE ROTAÇÃO E OS CONJUGADOS MECÂNICO E ELÉTRICO DE: (A) UM MOTOR; (B) UM GERADOR	41
FIGURA 9.1 - CASO EXEMPLO DE TRÊS BARRAS, ANTES DO CURTO	46
FIGURA 9.2 - POTÊNCIA-ÂNGULO, PRÉ-FALTA	47
FIGURA 9.3 - CASO EXEMPLO DE TRÊS BARRAS, DURANTE O CURTO	47
FIGURA 9.4 - CASO EXEMPLO DE TRÊS BARRAS, APÓS O CURTO.....	48
FIGURA 9.5 - GRÁFICOS DE POTÊNCIA-ÂNGULO NOS TRÊS ESTÁGIOS DO CASO EXEMPLO	49
FIGURA 10.1 - DIAGRAMA DO EXEMPLO MÁQUINA - BARRA INFINITA	51
FIGURA 13.1 - FLUXOGRAMA DO PROGRAMA DESENVOLVIDO	59

FIGURA 13.2 - FLUXOGRAMA DO FLUXO DE POTÊNCIA	60
FIGURA 13.3 - SOLUÇÃO DA DINÂMICA DO SISTEMA.....	61
FIGURA 13.4 - TELA INICIAL	62
FIGURA 13.5 - BASES DO SISTEMA.....	62
FIGURA 13.6 - DADOS E FLUXO DE POTÊNCIA	63
FIGURA 13.7 - EDITAR DADOS DE BARRAS	64
FIGURA 13.8 - EDITAR DADOS DE LINHAS	64
FIGURA 13.9 - EDITAR DADOS DE GERADORES	65
FIGURA 13.10 - TELA DE CURTO-CIRCUITO.....	65
FIGURA 13.11 - CONFIGURAÇÕES DO CURTO-CIRCUITO	66
FIGURA 14.1 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA MÁQUINA - BARRA INFINITA.....	68
FIGURA 14.2 - ÂNGULO INTERNO - SISTEMA MÁQUINA-BARRA INFINITA - CASO ESTÁVEL	70
FIGURA 14.3 - VELOCIDADE ÂNGULAR - SISTEMA MÁQUINA-BARRA INFINITA - CASO ESTÁVEL.....	70
FIGURA 14.4 - POTÊNCIA GERADA - SISTEMA MÁQUINA-BARRA INFINITA - CASO ESTÁVEL	71
FIGURA 14.5 - ÂNGULO INTERNO - SISTEMA MÁQUINA-BARRA INFINITA - CASO INSTÁVEL.....	71
FIGURA 14.6 - VELOCIDADE ÂNGULAR - SISTEMA MÁQUINA-BARRA INFINITA - CASO INSTÁVEL.....	72
FIGURA 14.7 - POTÊNCIA GERADA - SISTEMA MÁQUINA-BARRA INFINITA - CASO INSTÁVEL	72
FIGURA 14.8 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA BENCHMARK.....	73
FIGURA 14.9 - ÂNGULO INTERNO DE TODOS OS GERADORES PARA FALTA PRÓXIMA À BARRA 29	75
FIGURA 14.10 - ÂNGULO INTERNO DOS GERADORES PRÓXIMOS À BARRA 29	75
FIGURA 14.11 - VELOCIDADE ÂNGULAR DOS GERADORES PRÓXIMOS À BARRA 29	76
FIGURA 14.12 - POTÊNCIA ELÉTRICA GERADA DOS GERADORES PRÓXIMOS À BARRA 29	76
FIGURA 14.13 - ÂNGULO INTERNO DOS GERADORES NO CASO INSTÁVEL	77
FIGURA 14.14 - ÂNGULOS INTERNOS - DESPACHO REDUZIDO	77
FIGURA 14.15 - ÂNGULO INTERNO DE TODOS OS GERADORES PARA FALTA PRÓXIMA À BARRA 10	78
FIGURA 14.16 - ÂNGULO INTERNO DOS GERADORES PRÓXIMOS À BARRA 10	79
FIGURA 14.17 - VELOCIDADE ÂNGULAR DOS GERADORES PRÓXIMOS À BARRA 10	79
FIGURA 14.18 - POTÊNCIA ELÉTRICA GERADA DOS GERADORES PRÓXIMOS À BARRA 10	80
FIGURA 14.19 - ÂNGULO INTERNO DOS GERADORES NO CASO INSTÁVEL	80
FIGURA 14.20 - ÂNGULOS INTERNOS - REDE REFORÇADA	81
FIGURA 14.21 - ÂNGULO INTERNO DE TODOS OS GERADORES PARA FALTA PRÓXIMA À BARRA 22	81
FIGURA 14.22 - ÂNGULO INTERNO DOS GERADORES PRÓXIMOS À BARRA 22	82
FIGURA 14.23 - VELOCIDADE ÂNGULAR DOS GERADORES PRÓXIMOS À BARRA 22	82
FIGURA 14.24 - POTÊNCIA ELÉTRICA GERADA DOS GERADORES PRÓXIMOS À BARRA 22	83
FIGURA 14.25 - ÂNGULO INTERNO DOS GERADORES NO CASO INSTÁVEL	83
FIGURA 14.26 - ÂNGULOS INTERNOS - REDE COMPENSADA	84
FIGURA 14.27 - ÂNGULO INTERNO DE TODOS OS GERADORES PARA FALTA PRÓXIMA À BARRA 19	84

FIGURA 14.28 - ÂNGULO INTERNO DOS GERADORES PRÓXIMOS À BARRA 19	85
FIGURA 14.29 - VELOCIDADE ÂNGULAR DOS GERADORES PRÓXIMOS À BARRA 19	86
FIGURA 14.30 - POTÊNCIA ELÉTRICA GERADA DOS GERADORES PRÓXIMOS À BARRA 19	86
FIGURA 14.31 - ÂNGULO INTERNO DOS GERADORES NO CASO INSTÁVEL	87
FIGURA 14.32 - ÂNGULOS INTERNOS - DISJUNTORES MAIS RÁPIDOS	87
FIGURA 14.33 - ÂNGULO INTERNO DE TODOS OS GERADORES PARA FALTA PRÓXIMA À BARRA 6	88
FIGURA 14.34 - ÂNGULO INTERNO DOS GERADORES PRÓXIMOS À BARRA 6	88
FIGURA 14.35 - VELOCIDADE ÂNGULAR DOS GERADORES PRÓXIMOS À BARRA 6	89
FIGURA 14.36 - POTÊNCIA ELÉTRICA GERADA DOS GERADORES PRÓXIMOS À BARRA 6	89
FIGURA 14.37 - ÂNGULO INTERNO DOS GERADORES NO CASO INSTÁVEL	90
FIGURA 14.38 - ÂNGULOS INTERNOS - GERADOR DA BARRA 35 SOBRE-EXCITADO	90
FIGURA 14.39 - ÂNGULOS INTERNOS - FALTA NA BARRA 29 - MODELO I E II DE MÁQUINA	91
FIGURA 14.40 - VELOCIDADES ROTÓRICAS - FALTA NA BARRA 29 - MODELO I DE MÁQUINA	92
FIGURA 14.41 - VELOCIDADE ROTÓRICA - FALTA NA BARRA 29 - MODELO II DE MÁQUINA	92
FIGURA 14.42 - POTÊNCIA ELÉTRICA - FALTA NA BARRA 29 - MODELOS I E II DE MÁQUINA.....	93
FIGURA 14.43 - POTÊNCIA ELÉTRICA - FALTA NA BARRA 29 - POTÊNCIA DO GERADOR 39 AMPLIADA	93
FIGURA 14.44 - TENSÕES INTERNAS (38 E 39) - FALTA NA BARRA 29 - MODELO II DE MÁQUINA	94
FIGURA 14.45 - TENSÃO INTERNA (37) - FALTA NA BARRA 29 - MODELO II DE MÁQUINA	94

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho tem como objetivo principal a criação de um programa computacional capaz de simular no domínio do tempo o desempenho dinâmico de um sistema elétrico de potência, visando a avaliação de sua estabilidade eletromecânica.

Existem outras ferramentas com esta mesma capacidade de análise, como o Simulink (Matlab), o Simulight, o ATP, os programas criados pelo CEPEL: Anarede, Flupot, Anatem, Anafas, PacDyn, o PSSE da Siemens, o PSCAD e etc. A motivação de se realizar um trabalho deste tipo é a compreensão de como estes programas funcionam, de como eles são complexos e, ainda, a criação de uma de uma ferramenta própria, que permita a incorporação de novos desenvolvimentos e facilidades.

Estes programas ganharam uma grande complexidade, pois desde a revolução industrial, a demanda humana pelo consumo de energia vem crescendo. Em decorrência, o próprio sistema de potência ganhou complexidade para satisfazer esta demanda.

A evolução na produção de energia fez com que crescesse uma rede interligada de linhas de transmissão que ligam os geradores e cargas em grandes sistemas integrados, alguns dos quais se estendem por continentes inteiros.

Este vasto empreendimento de fornecimento de energia elétrica apresenta muitos problemas de engenharia que proporcionam aos engenheiros uma variedade de desafios. O planejamento, construção e operação de tais sistemas tornam-se extremamente complexos. Alguns dos problemas estimulam o talento gerencial do engenheiro, outros o seu conhecimento e experiência na concepção do sistema. O projeto inteiro deve ser baseado em controle automático e não depender da lentidão da resposta dos operadores humanos. Para ser capaz de prever o desempenho de tais sistemas complexos, o engenheiro é forçado a buscar ferramentas cada vez mais poderosas de análise e síntese.

Portanto, os estudos de controle e proteção do sistema se tornaram muito complexos, o que resultou na necessidade de utilização de ferramentas computacionais que possuam duas principais características: capacidade de estudar sistemas interligados de grande porte e representação de máquinas e dos controles associados a estas por modelos mais detalhados.

Ao longo dos capítulos são discutidos os modelos disponíveis e as considerações utilizadas na criação deste programa. Isto inclui duas partes distintas: a primeira, que envolve somente equações algébricas, é a inicialização das variáveis, a partir do fluxo de potência. Assim, determina-se o estado do sistema de potência. A segunda parte envolve a solução ao longo do tempo tanto das equações algébricas utilizadas na primeira parte, quanto das

equações diferenciais que definem o comportamento de alguns componentes do sistema ao longo do tempo.

No capítulo 2 é feita a descrição do sistema por unidade e indicadas as vantagens de sua utilização. Nos capítulos 3 e 4 são apresentadas informações sobre a modelagem dos elementos da rede elétrica. No capítulo 5 é discutida a redução de Kron, utilizada previamente à simulação dinâmica para reduzir a ordem do sistema. No capítulo 6 é discutida a metodologia de solução do fluxo de potência que juntamente com a solução do modelo da máquina síncrona apresentado no capítulo 7, permite definir o ponto de operação pré-falta dos geradores.

No capítulo 8 são introduzidos os modelos dinâmicos de máquina utilizados pelo programa. Nos capítulos 9, 10 e 11 são discutidos o critério das áreas iguais, os conceitos de ângulo e tempo crítico de falta e as medidas que podem ser utilizadas para a estabilização do sistema. No capítulo 12 é apresentado o método de integração utilizado. No capítulo 13 é feita uma descrição do programa desenvolvido. No capítulo 14 são apresentados os resultados obtidos com o programa e, por último, no capítulo 15, são apresentadas as conclusões e as sugestões para trabalhos futuros.

2 O SISTEMA POR UNIDADE [9]:

Os sistemas elétricos de potência são geralmente formados por vários transformadores elevadores e abaixadores. Em decorrência disso, haverá diferentes tensões e correntes nominais associadas aos enrolamentos dos transformadores, tornando os cálculos bastante trabalhosos e complexos. Assim, ao invés de se utilizar as unidades convencionais, como volts, ampères e ohms, é mais apropriado introduzir um sistema de unidades, denominado sistema por unidade (pu), no qual todas as relações de tensão dos transformadores se tornam unitárias, facilitando enormemente os cálculos.

2.1 GRANDEZAS EM PU

O valor em pu nada mais é do que o valor original de uma grandeza qualquer, tal como potência, tensão, corrente e impedância, expressas em relação a um valor base da mesma grandeza. Sendo V_{real} o valor da grandeza original e V_{base} o valor base, o valor expresso em pu será dado por:

$$V_{pu} = \frac{V_{real}}{V_{base}}$$

Um valor expresso em pu é igual a um centésimo do mesmo valor, quando expresso de forma percentual. Da mesma forma que o percentual, o valor em pu é adimensional. Todavia, costuma-se anexar “pu” ao final do valor, de modo a evitar confusão.

Não há diferença quanto a usar pu ou percentagem. Nos cálculos, contudo, o sistema pu é mais adequado. A razão é que dois valores percentuais, quando multiplicados, devem ser divididos por 100 para resultar em um novo valor percentual. Por outro lado, a multiplicação de dois valores em pu já fornece o novo valor também em pu.

As principais vantagens do sistema por unidade são:

- 1) Os fabricantes de equipamentos tais como geradores, motores e transformadores costumam fornecer reatâncias e impedâncias já em pu ou em percentagem, expressas nas bases nominais dos equipamentos.
- 2) Equipamentos semelhantes (mesma tensão, mesma potência, etc.) têm impedâncias semelhantes quando expressas em pu. Isso facilita os cálculos para substituição de equipamentos e para expansão e reformulação de redes.
- 3) O fator $\sqrt{3}$ não aparece nos cálculos trifásicos em pu.
- 4) A impedância de qualquer um dos enrolamentos dos transformadores, quando expressa em pu, é independente do lado (alta, média, baixa tensão) que se toma

como referência e, independente do tipo de ligação (delta-estrela, delta-delta, estrela-estrela, etc.).

- 5) Em pu, é mais fácil identificar quando os valores de grandezas como tensões e potências se afastam dos valores nominais. Por exemplo, as tensões em qualquer barramento podem variar em $\pm 5\%$ em relação à tensão nominal. Logo, as tensões mínima e máxima permitidas serão respectivamente iguais a 0,95 pu e 1,05 pu em relação à tensão nominal, seja esta qual for.
- 6) Caso a tensão seja 1 pu, a potência aparente e a corrente em pu serão numericamente iguais, por causa do cancelamento do fator $\sqrt{3}$, como segue:

$$S_{pu} = \frac{\sqrt{3}VI}{\sqrt{3}V_b I_b} = V_{pu} I_{pu}$$

Há um grande grau de arbitrariedade na escolha do valor base para determinada grandeza. Em sistemas de potência, entretanto, estamos geralmente mais interessados em quatro grandezas inter-relacionadas, o que fará com que as respectivas bases sejam também inter-relacionadas. São elas:

- 1) Tensão elétrica V.
- 2) Potência aparente S.
- 3) Corrente elétrica I.
- 4) Impedância Z.

Em circuitos trifásicos, que é o caso usual, geralmente escolhem-se as bases para a tensão fase-fase (V_b) e para a potência trifásica (S_b), as bases para a impedância (Z_b) e para a corrente (I_b), são resultado destas primeiras e são indicadas a seguir.

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b}$$

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}V_b}$$

Observações:

- 1) A potência-base é única para todos os elementos do sistema em análise.
- 2) As bases de tensão, corrente e impedância em cada parte do sistema (classe de tensão) são relacionadas utilizando-se somente as relações de transformação nominais dos transformadores.

2.2 MUDANÇA DE BASE

As impedâncias de equipamentos tais como geradores, motores e transformadores são geralmente expressas pelo fabricante nas respectivas bases nominais. Contudo, as bases do sistema em análise geralmente são diferentes das bases dos equipamentos, sendo necessária a transformação de bases, como demonstrado a seguir:

$$Z_{pu}^{novo} = Z_{\Omega} \times \frac{1}{Z_{base}^{antiga}} = Z_{pu}^{antiga} \times \frac{Z_{base}^{antiga}}{Z_{base}^{novo}} = Z_{pu}^{antiga} \times \frac{(V_{base}^{antiga})^2 \times S_{base}^{novo}}{(V_{base}^{novo})^2 \times S_{base}^{antiga}}$$

2.3 TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE DOIS ENROLAMENTOS

Considere inicialmente o modelo de circuito equivalente de um transformador genérico de dois enrolamentos, como mostrado na Figura 2.1, no qual os parâmetros do secundário foram referidos ao primário por meio da relação de espiras $k=N_1/N_2$.

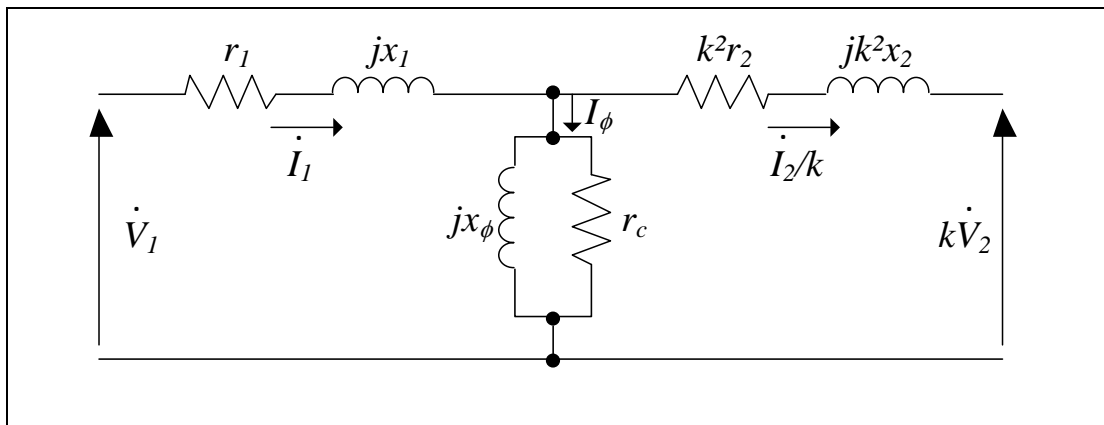


Figura 2.1 - Circuito equivalente por fase de um transformador de dois enrolamentos

O circuito para operação balanceada é ilustrado para uma fase apenas, pois os circuitos para as demais fases são idênticos, a menos das defasagens adequadas entre as tensões e correntes. Os parâmetros do circuito equivalente, em Ω /fase, são:

r_1 = resistência elétrica do primário.

k^2r_2 = resistência elétrica do secundário referida ao primário.

x_1 = reatância de dispersão do primário.

jk^2x_2 = reatância de dispersão do secundário referida ao primário.

r_c = resistência elétrica correspondente às perdas no núcleo (histerese e Foucault).

x_ϕ = reatância de magnetização.

O procedimento matemático de se referir as impedâncias do secundário ao primário permite substituir o acoplamento magnético do transformador por um acoplamento elétrico, mais fácil de ser tratado.

Em transformadores de potência, a corrente de excitação (\dot{I}_ϕ) é desprezível frente à corrente do primário (\dot{I}_1). Sendo assim, e desde que o transformador esteja próximo à condição nominal, o ramo de excitação pode ser removido.

Uma segunda simplificação é possível, pois transformadores de potência são construídos com condutores de seção reta elevada e, logo, de baixa resistência elétrica. Assim, as resistências r_1 e r_2 podem ser desprezadas frente às reatâncias x_1 e x_2 , resultando no circuito equivalente mostrado na Figura 2.2.

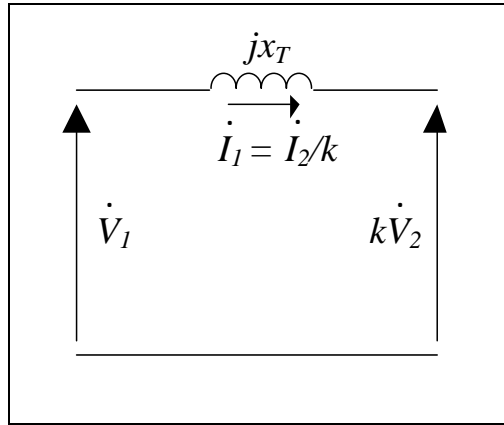


Figura 2.2 - Circuito equivalente simplificado final de um transformador de dois enrolamentos

A reatância $x_T = x_1 + k^2x_2$ pode ser obtida por meio do ensaio de curto-circuito sob corrente nominal [1].

É possível mostrar que, quando expressa em pu, x_T independe de que lado toma-se como referência. Dividindo-se x_T pela impedância base do lado primário:

$$x_{T_{pu}} = \frac{x_1 + k^2x_2}{Z_{b1}}$$

Como:

$$Z_{b1} = \frac{V_{b1}^2}{S_b} \text{ e } k = \frac{V_{b1}}{V_{b2}}$$

$$x_{T_{pu}} = x_{1_{pu}} + \frac{(V_{b1}/V_{b2})^2}{V_{b1}^2/S_b} \times x_2$$

$$x_{T_{pu}} = x_{1_{pu}} + \frac{x_2}{V_{b2}^2/S_b} = x_{1_{pu}} + \frac{x_2}{Z_{b2}}$$

$$x_{T_{pu}} = x_{1_{pu}} + x_{2_{pu}}$$

Sabendo que em pu as reatâncias de um transformador são iguais, independente do lado ao qual forem referidas, segue também que a relação de transformação k , em pu, é unitária.

Essa é provavelmente a maior vantagem do uso do sistema pu, pois podemos tratar transformadores como meras impedâncias, sem nos preocuparmos com referências a enrolamentos e fatores de transformação.

3 MODELAGEM DA REDE

Para estudos que envolvem sistemas elétricos, existem vários níveis de modelagem. Assim, um sistema modelado de forma suficientemente completa é o ideal, pois caso o modelo seja ainda mais complexo, as características a mais poderiam reduzir o desempenho dos programas utilizados ou, adotando-se um modelo pouco elaborado, o sistema em questão não estaria bem representado, o que significaria outra fonte de erros.

Neste item serão apresentados os modelos utilizados, bem como as aproximações feitas para que o programa desenvolvido possa apresentar resultados satisfatórios e determinados de forma relativamente rápida.

3.1 MODELO DE LINHA DE TRANSMISSÃO CURTA:

Linhas de transmissão curtas são aquelas de comprimento inferior a 80 km [2]. Nesse caso, é adotado um modelo simplificado dado por uma impedância $z_{km} = r_{km} + jx_{km}$ por fase e representado de maneira unifilar como na Figura 3.1. Neste modelo, r_{km} é a resistência ôhmica, responsável pelas perdas por efeito Joule, e x_{km} é a reatância indutiva da linha. Ambos os parâmetros são especificados em ohms por fase.

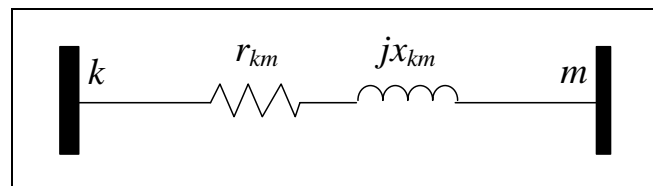


Figura 3.1 - Modelo de linha curta

3.2 MODELO DE LINHA DE TRANSMISSÃO LONGA:

Linhas de transmissão cujo comprimento seja superior a 80 km [2], são denominadas linhas longas. Nesse caso, as admitâncias entre fase e terra não podem ser desprezadas e pode ser utilizado o modelo π equivalente, conforme representado na Figura 3.2.

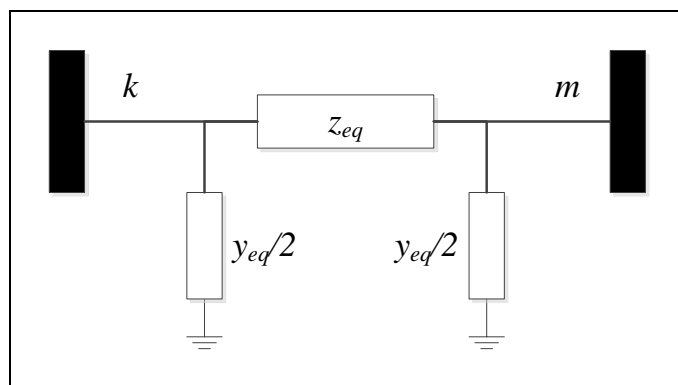


Figura 3.2 - Modelo de linha longa

Para a correção de parâmetros das linhas longas, as seguintes expressões podem ser utilizadas [2]:

$$z_{eq} = Z \times \frac{\sinh(\gamma \times l)}{\gamma \times l}$$

$$y_{eq} = Y \times \frac{\tanh\left(\gamma \times \frac{l}{2}\right)}{\gamma \times \frac{l}{2}}$$

Onde:

- $\gamma = \sqrt{z \times y}$
- $Z = z \times l$
- $Y = y \times l$

3.3 TRANSFORMADOR DE DOIS ENROLAMENTOS:

Como o tópico 2.3 retrata, o transformador pode ser representado por uma reatância longitudinal, chegando-se ao modelo da Figura 3.3.

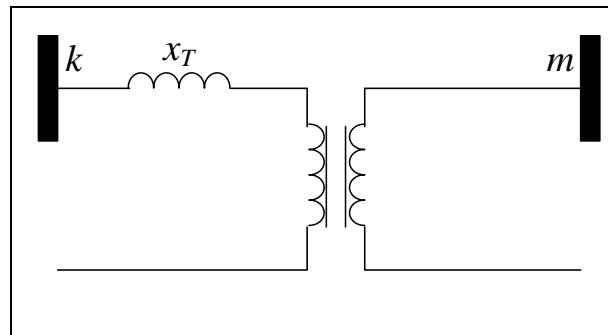


Figura 3.3 - Modelo aproximado do transformador

3.4 TRANSFORMADOR COM COMUTAÇÃO AUTOMÁTICA DE TAPE (TCAT):

No TCAT, ou *load tap changer* (LTC) transformer, o tape passa a ser uma variável do modelo. A admitância, que é o inverso da reatância do transformador, é colocada no lado do tape. Assume-se que o valor da admitância não varia com a posição do tape. A Figura 3.4 representa um TCAT com relação $1:t$.

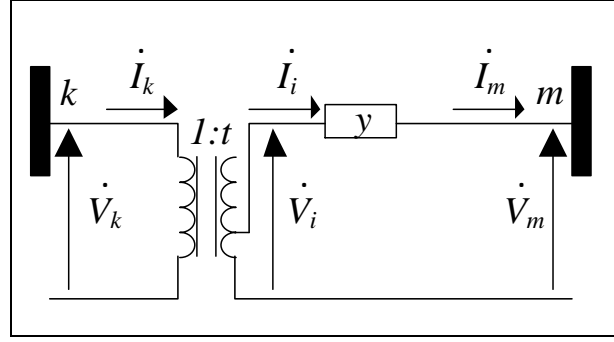


Figura 3.4 - Modelo do TCAT

A seguir apresentamos as deduções das fórmulas para representação do TCAT para que este seja adaptado ao modelo π equivalente da Figura 3.5.

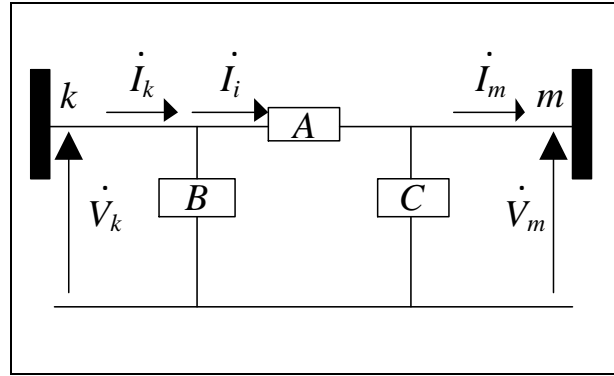


Figura 3.5 - Modelo π equivalente de um transformador com tapes

Para o modelo π equivalente, têm-se as equações:

$$I_i = A \times (\dot{V}_k - \dot{V}_m) \quad 3.1$$

$$I_m = I_i - C \times \dot{V}_m \quad 3.2$$

De 3.1 e 3.2:

$$I_m = A \times \dot{V}_k - (A + C) \times \dot{V}_m \quad 3.3$$

$$I_k = B \times \dot{V}_k + I_i \quad 3.4$$

$$I_k = B \times \dot{V}_k + A \times (\dot{V}_k - \dot{V}_m) \quad 3.5$$

Para o TCAT tem-se:

$$\frac{\dot{V}_k}{\dot{V}_i} = \frac{1}{t} \quad 3.6$$

$$I_m = y \times (\dot{V}_i - \dot{V}_m) \quad 3.7$$

De 3.6 e 3.7

$$\dot{I}_m = y \times (t \times \dot{V}_k - \dot{V}_m) \quad 3.8$$

$$\frac{\dot{I}_k}{\dot{I}_i} = t \quad 3.9$$

Como $\dot{I}_m = \dot{I}_i$, de 3.8 e 3.9:

$$\dot{I}_k = y \times (t^2 \times \dot{V}_k - t \times \dot{V}_m) \quad 3.10$$

Igualando-se as equações 3.8 e 3.3:

$$\dot{I}_m = y \times (t \times \dot{V}_k - \dot{V}_m) = A \times \dot{V}_k - (A + C) \times \dot{V}_m$$

Igualando-se as equações 3.10 e 3.5:

$$\dot{I}_k = y \times (t^2 \times \dot{V}_k - t \times \dot{V}_m) = (A + B) \times \dot{V}_k - A \times \dot{V}_m$$

Assim, obtêm-se:

$$A = t \times y, B = (t^2 - t) \times y \text{ e } C = (1 - t) \times y$$

Então, o modelo π equivalente do TCAT é dado na Figura 3.6.

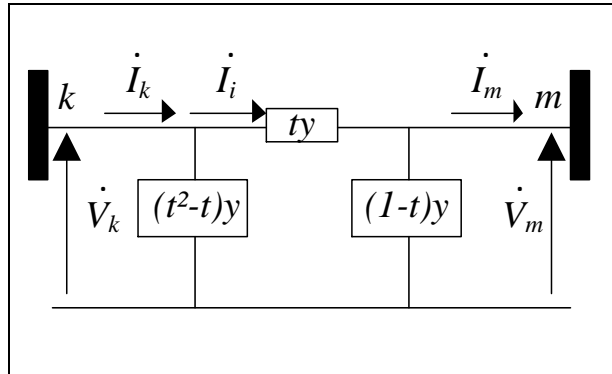


Figura 3.6 - Modelo π equivalente do TCAT

3.5 MODELO DE TRANSFORMADOR DEFASADOR

Estes transformadores regulam o fluxo de potência ativa graças a sua característica de defasar as tensões das barras terminais. A Figura 3.7 mostra o modelo elétrico do transformador defasador:

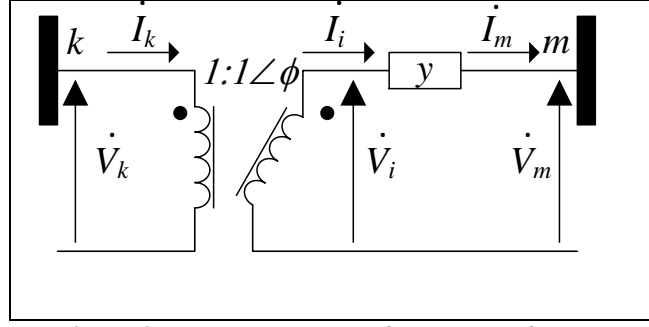


Figura 3.7 - Modelo do transformador defasador

As equações que regem o defasador são as seguintes 0:

$$t = e^{j\phi} \quad 3.11$$

$$\dot{V}_k \dot{I}_k^* = \dot{V}_i \dot{I}_i^* \quad 3.12$$

Para o transformador ideal:

$$\frac{\dot{V}_k}{\dot{V}_i} = \frac{1}{t} \quad 3.13$$

Então de 3.12 e 3.13

$$\frac{\dot{I}_k}{\dot{I}_i} = t^* \quad 3.14$$

É possível então escrever:

$$\dot{I}_i = (\dot{V}_i - \dot{V}_m) \times y \quad 3.15$$

De 3.13, 3.14 e 3.15:

$$\dot{I}_k = (t \times \dot{V}_k - \dot{V}_m) \times y \times t^*$$

Logo:

$$\boxed{\dot{I}_k = (|t|^2 \times \dot{V}_k - t^* \times \dot{V}_m) \times y} \quad 3.16$$

De 3.13, 3.14, 3.15 e sabendo que $\dot{I}_m = \dot{I}_i$:

$$\dot{I}_m = (t \times \dot{V}_k - \dot{V}_m) \times y$$

Portanto:

$$\boxed{\dot{I}_m = (t \times \dot{V}_k - \dot{V}_m) \times y} \quad 3.17$$

A representação do transformador defasador não pode ser ajustada ao modelo π equivalente, como foi feito com o TCAT, normalmente violando a simetria da matriz admitância de barras.

3.6 MODELO DE CARGA

Dentre os vários parâmetros de um sistema elétrico de potência, a carga dos consumidores é o de determinação mais difícil. Considerando-se que o valor da carga varia a cada segundo e que existem milhões de consumidores, cada um absorvendo energia de acordo com sua exigência individual, a determinação das exigências futuras é um problema estatístico. A curva de carga de um dado barramento de distribuição decorre de hábitos de consumo, temperatura, nível de renda, forma de tarifação, etc.

A representação estática da carga pode ser fixada a partir de uma determinada composição de parcelas dos tipos potência constante, corrente constante e impedância constante. A composição referida determina a forma de variação da potência ativa e reativa com a variação da tensão. Cargas industriais podem incluir em sua composição determinado percentual de representação de motores de indução e de motores síncronos. Embora seja aconselhável considerar as características PV e QV de cada tipo de carga para simulação de fluxo de carga e estabilidade, o tratamento analítico é complexo tanto na determinação de modelo, quanto no levantamento de seus parâmetros através de testes no sistema elétrico. Para os cálculos envolvidos, existem maneiras tradicionais para representação de carga [2].

3.6.1 Representação de carga para fluxo de potência

A Figura 3.8 mostra a representação da carga como potências ativa e reativa constantes.

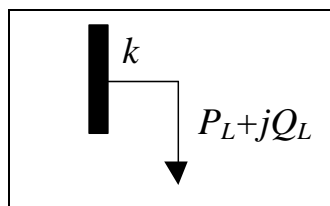


Figura 3.8 - Modelo da carga para fluxo de potência

$$S_{Carga} = P_L + jQ_L$$

3.6.2 Representação de carga para estudo de estabilidade

Neste caso, a atenção maior não é para com a dinâmica da carga, mas sim para com a dinâmica do sistema. De qualquer forma, qualquer uma das três representações acima referidas (P, I ou Z constante) pode ser selecionada isoladamente ou na forma de combinação

das três. Para cargas com componente apreciável de motores de indução, a representação apropriada mais simples pode envolver uma representação elétrica estática equivalente dos motores, junto com a incorporação do efeito de suas inércias sobre a dinâmica de variação da velocidade e do escorregamento de rotor. A Figura 3.9 indica apenas a representação do tipo impedância constante, utilizada pelo programa desenvolvido.

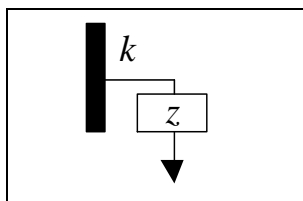


Figura 3.9 - Modelo de carga Z constante

4 MONTAGEM DA MATRIZ ADMITÂNCIA DE BARRA [2]

A matriz admitância de barra (Y_{Barra}) é uma representação do sistema elétrico muito utilizada nos estudos de fluxo de potência e estabilidade que neste trabalho são discutidos. Esta matriz é a representação de todos os elementos do sistema, de forma que:

$$\underline{\dot{I}}_k = Y_{Barra} \times \underline{\dot{V}}_k$$

Onde:

$\underline{\dot{I}}_k$ é o vetor de fasores de correntes injetadas nas barras do sistema.

$\underline{\dot{V}}_k$ é o vetor de fasores de tensões em cada barra do sistema.

Para descrever a montagem desta matriz, será utilizado o diagrama unifilar da Figura 4.1.

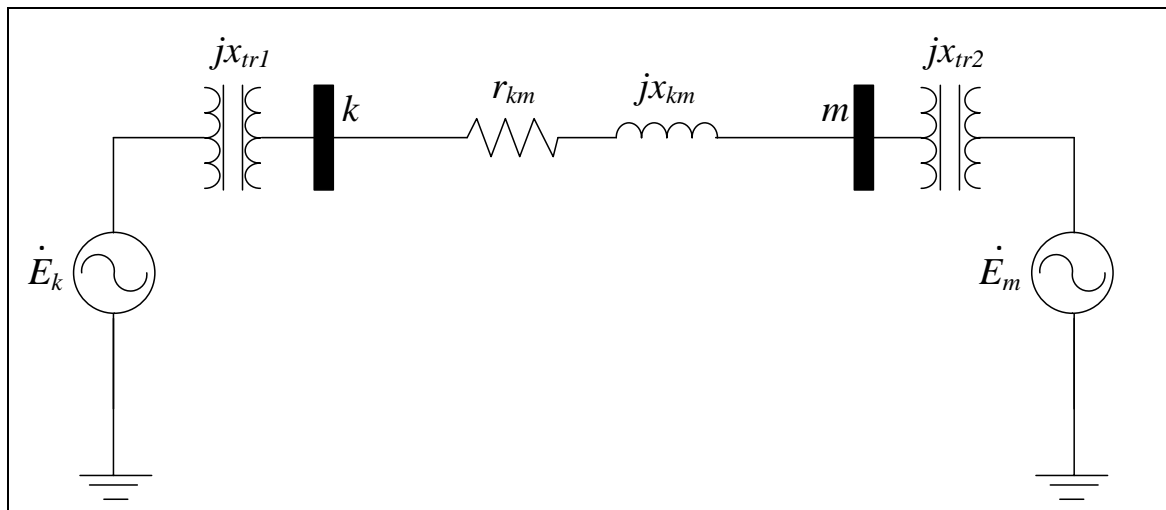


Figura 4.1 - Sistema com duas barras e dois geradores

Fazendo a transformação das fontes de tensão em fontes de corrente e das impedâncias em admitâncias, chega-se ao diagrama da Figura 4.2.

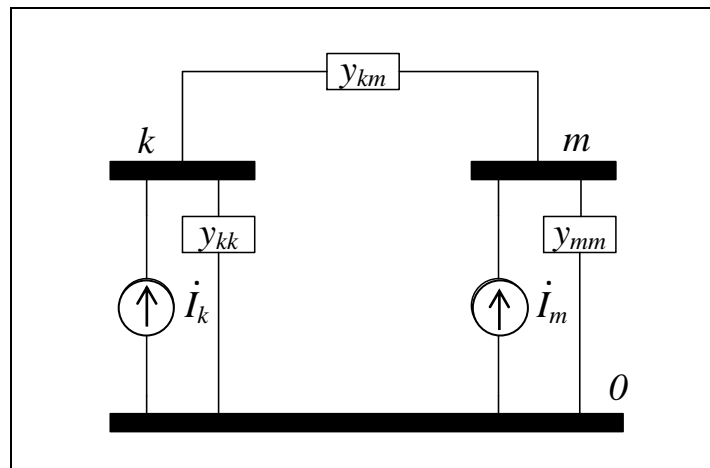


Figura 4.2 - Sistema utilizado para encontrar as equações nodais.

Onde:

$$y_{kk} = (jx_{tr_1})^{-1}, y_{mm} = (jx_{tr_2})^{-1}, y_{km} = (r_{km} + jx_{km})^{-1}$$

Equações nodais do circuito da Figura 4.2:

$$\text{Barra } k: \dot{I}_k = y_{km} \times (\dot{V}_k - \dot{V}_m) + y_{kk} \times (\dot{V}_k - \dot{V}_0)$$

$$\text{Barra } m: \dot{I}_m = y_{km} \times (\dot{V}_m - \dot{V}_k) + y_{mm} \times (\dot{V}_m - \dot{V}_0)$$

$$\text{Barra } 0: -(\dot{I}_k + \dot{I}_m) = y_{kk} \times (\dot{V}_0 - \dot{V}_k) + y_{mm} \times (\dot{V}_0 - \dot{V}_m)$$

A equação da barra 0 é a soma das equações das barras k e m.

Organizando-se as equações das barras k e m, e, colocando-se estas equações na forma matricial, chega-se a matriz admitância nodal Y_{Barra} :

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_k \\ \dot{I}_m \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} y_{km} + y_{kk} & -y_{km} \\ -y_{km} & y_{km} + y_{mm} \end{bmatrix}}_{Y_{Barra}} \times \begin{bmatrix} \dot{V}_k \\ \dot{V}_m \end{bmatrix}$$

Características da Y_{Barra}

- Simétrica, quando não existem transformadores defasadores no sistema;
- Complexa;
- Quadrada de dimensão igual ao número de barras do sistema;
- Esparsa, muitos dos elementos são nulos;
- Os elementos da diagonal principal Y_{kk} são o somatório das admitâncias diretamente ligadas à barra k;
- Os elementos fora da diagonal principal Y_{km} são iguais a admitância equivalente entre as barras k e m, com o sinal trocado.

4.1 MATRIZ ADMITÂNCIA DE BARRA DOS ELEMENTOS DA REDE

Pode-se montar a matriz Y_{Barra} a partir da composição das admitâncias dos elementos da rede [2].

4.1.1 Linha curta:

A Figura 3.1 mostra o modelo da linha curta.

Com $y_{km} = (r_{km} + jx_{km})^{-1}$, como demonstrado no exemplo anterior, a Y_{Barra} é dada por:

$$Y_{Barra} = \begin{bmatrix} y_{km} & -y_{km} \\ -y_{km} & y_{km} \end{bmatrix}$$

4.1.2 Linha longa:

O modelo π equivalente, é mostrado na Figura 3.2.

Então $y_{km} = z_{eq}^{-1}$ e $y_{sh} = y_{eq}/2$, assim:

$$Y_{Barra} = \begin{bmatrix} y_{km} + y_{sh} & -y_{km} \\ -y_{km} & y_{km} + y_{sh} \end{bmatrix}$$

4.1.3 Transformador de dois enrolamentos:

A Figura 3.3 mostra o modelo utilizado para transformadores de tape fixo.

Portanto, $y_{km} = (jx_T)^{-1}$, então:

$$Y_{Barra} = \begin{bmatrix} y_{km} & -y_{km} \\ -y_{km} & y_{km} \end{bmatrix}$$

4.1.4 Transformador com comutação automática de tape (TCAT):

A Figura 3.6 representa o modelo π equivalente do transformador com comutação automática de tape com relação $l:t$.

Então $y_{km} = t \times y$, $y_k = (t^2 - t) \times y$, $y_m = (1 - t) \times y$, portanto:

$$Y_{Barra} = \begin{bmatrix} y_{km} + y_k & -y_{km} \\ -y_{km} & y_{km} + y_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} t^2 & -t \\ -t & 1 \end{bmatrix} \times y$$

4.1.5 Transformador defasador:

De acordo com as equações 3.16 e 3.17, pode-se encontrar a matriz Y_{Barra} do transformador defasador:

$$Y_{Barra} = \begin{bmatrix} |t|^2 & -t^* \\ -t & 1 \end{bmatrix} \times y$$

5 REDUÇÃO DA REDE (REDUÇÃO DE KRON) [9]

A matriz admitância de barra de um sistema elétrico real pode apresentar ordem muito elevada. Nos estudos de estabilidade normalmente realizados, não é necessário se conhecer as tensões em todas as barras do sistema. Assim, podem-se utilizar técnicas para reduzir a dimensão da matriz Y_{Barra} , eliminando-se nós em trechos não prioritários da rede para o estudo em questão. Nós sem carga ou com carga impedância constante podem ser “eliminados”.

Exemplificando com um sistema de n barras e m geradores, pode-se reduzir o sistema para somente as barras que possuam geração, se as demais barras forem barras de passagem ou se a elas estiverem ligadas impedâncias fixas para a terra ou cargas representadas por impedância constante.

$$Y_{Barra} = \begin{bmatrix} Y_b & Y_{bg} \\ Y_{bg}^T & Y_g \end{bmatrix}$$

Onde:

Y_b representa a matriz de admitâncias que não inclui as barras dos geradores e tem ordem $n - m \times n - m$.

Y_{bg} representa a matriz de admitâncias existentes entre as barras com geradores e as barras sem geradores, possui ordem $n - m \times m$.

Y_{bg}^T é a matriz Y_{bg} transposta e tem ordem $m \times n - m$.

Y_g representa a matriz de admitâncias que só inclui as barras dos geradores e tem ordem $m \times m$.

Assim:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_k \\ \dot{I}_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_b & Y_{bg} \\ Y_{bg}^T & Y_g \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_k \\ \dot{V}_g \end{bmatrix}$$

Que gera as seguintes equações:

$$\dot{I}_k = Y_b \times \dot{V}_k + Y_{bg} \times \dot{V}_g \quad 5.1$$

$$\dot{I}_g = Y_{bg}^T \times \dot{V}_k + Y_g \times \dot{V}_g \quad 5.2$$

De 5.1:

$$\dot{V}_k = Y_b^{-1} \times \dot{I}_k - Y_b^{-1} \times Y_{bg} \times \dot{V}_g \quad 5.3$$

Substituindo 5.3 em 5.2:

$$\dot{I}_g = Y_{bg}^T \times Y_b^{-1} \times \dot{I}_k - Y_{bg}^T \times Y_b^{-1} \times Y_{bg} \times \dot{V}_g + Y_g \times \dot{V}_g$$

Separando-se esta equação em duas:

$$I'_g = \dot{I}_g - Y_{bg}^T \times Y_b^{-1} \times \dot{I}_k$$

$$Y'_g = Y_g - Y_{bg}^T \times Y_b^{-1} \times Y_{bg}$$

E assim, portanto, o sistema resultante é dado por:

$$\dot{I}'_g = Y'_g \times \dot{V}_g$$

Estas contas matriciais podem ser deduzidas para realizar a redução de Kron termo a termo, por exemplo, para remover a barra n devem ser realizadas as seguintes contas para encontrar os termos da nova matriz admitância de barra [2]:

$$Y'_{km} = Y_{km} - \frac{Y_{nk} \times Y_{mn}}{Y_{nn}}$$

$$\dot{I}'_k = \dot{I}_k - \frac{Y_{nk} \times \dot{I}_n}{Y_{nn}}$$

E então o novo sistema será $\dot{I}' = Y' \times \dot{V}$.

6 FLUXO DE POTÊNCIA [2]

O estudo de fluxo de potência é uma ferramenta importante que envolve análise numérica aplicada a um sistema de energia. Geralmente se utilizam diagramas unifilares e o sistema por unidade. Este trabalho utiliza o fluxo de potência para encontrar a condição pré-falta do sistema.

Este estudo é importante para o planejamento futuro e expansão dos sistemas de energia, bem como para determinar o melhor ponto de operação dos sistemas existentes. As principais informações obtidas a partir do estudo de fluxo de potência são a amplitude e a fase da tensão em cada barra, e a potência ativa e reativa que flui em cada linha.

O objetivo do fluxo de potência é encontrar as magnitudes e fases das tensões de cada barra em um sistema a partir dos dados de cargas ativas e reativas, da tensão dos geradores e das potências ativas dos geradores.

Então, a partir dos módulos e fases das tensões calculadas, é possível encontrar o fluxo de potência ativa e reativa em cada ramo e também a potência reativa dos geradores. Devido à natureza não linear deste problema, métodos numéricos são empregados para se obter uma solução que está dentro de uma tolerância aceitável.

6.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A solução para o problema de fluxo de potência começa com a identificação das variáveis conhecidas e desconhecidas no sistema, isto depende da definição do tipo de barramento. Uma barra sem geradores conectados a ela é chamado de barra de carga. Barras com pelo menos um gerador conectado são chamadas de barras de geração. Para que o conjunto de equações que resolvem esse sistema tenha solução, é necessário arbitrar a um barramento módulo e ângulo da tensão para ser a referência do sistema, este barramento deve possuir um gerador e é chamado de barra de referência (barra swing).

No problema de fluxo de potência, presume-se que as cargas em cada barra são conhecidas (potência ativa e reativa). Por esta razão, barras de carga são também conhecidos como barras PQ. Para barras de geração, presume-se que a potência ativa gerada e a magnitude da tensão são conhecidas, por isso estas barras são chamadas de barras PV. Para a barra de referência, é assumido que a magnitude da tensão e a fase da tensão são conhecidas, então são chamadas de barras $V\theta$. Portanto, para cada barra de carga, tanto a magnitude da tensão e ângulo são desconhecidas e devem ser encontrados. Para cada barra geradora, o

ângulo de tensão deve ser encontrado. Em um sistema com N barras e G geradores, há então $2(N - 1) - (G - 1)$ incógnitas.

A fim de resolver o sistema para encontrar as incógnitas, deve haver um número de equações iguais ao número de incógnitas. As equações utilizadas são as equações de potência, que calculam as potências ativa e reativa de cada barra. A equação da potência ativa é 0:

$$P_k = V_k \times \sum_{m=1}^N V_m \times [G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \sin(\theta_{km})] \quad 6.1$$

E a da potência reativa é:

$$Q_k = V_k \times \sum_{m=1}^N V_m \times [G_{km} \times \sin(\theta_{km}) - B_{km} \times \cos(\theta_{km})] \quad 6.2$$

Onde P_k e Q_k são respectivamente as potências ativa e reativa injetadas na barra k , G_{km} e B_{km} são, respectivamente, a condutância e a susceptância dos elementos da matriz Y_{Barra} na linha k e na coluna m , θ_{km} é a diferença entre as fases das barras k e m ($\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$).

6.2 MÉTODO NEWTON-RAPHSON

Existem alguns métodos para resolver o sistema não linear resultante de equações. Foi utilizado neste trabalho o método Newton-Raphson que possui a vantagem de ser robusto e convergir para a maioria dos casos com poucas iterações. Além disto, a convergência independe da dimensão do sistema. Utiliza a matriz Y_{Barra} e a partir desta é montada a matriz jacobiana. É atualmente o método mais utilizado. Este método tem sua partida com estimativas iniciais de todas as variáveis, módulos e fases das tensões, quando estes são desconhecidos. O sistema de equações lineares que deve ser resolvido é dado por:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = -J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

Onde ΔP e ΔQ são os desvios (erros) dados pelas equações de potência ativa e reativa:

$$\Delta P_k = P_k - V_k \times \sum_{m=1}^N V_m \times [G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \sin(\theta_{km})]$$

$$\Delta Q_k = Q_k - V_k \times \sum_{m=1}^N V_m \times [G_{km} \times \sin(\theta_{km}) - B_{km} \times \cos(\theta_{km})]$$

J é a matriz jacobiana, que representa a linearização das equações de potência no entorno de um ponto de operação.

A convergência do método se dá quando o valor máximo dentre ΔP e ΔQ for menor ou igual a um erro ε estipulado.

6.2.1 Matriz Jacobiana

J é a matriz Jacobiana, dada por:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}$$

Onde:

$$H_{km} = \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \theta_m} = V_k \times V_m \times [G_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \times \text{cos}(\theta_{km})]$$

$$H_{kk} = \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 \times B_{kk} - V_k \times \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N V_m \times [G_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \times \text{cos}(\theta_{km})]$$

$$N_{km} = \frac{\partial \Delta P_k}{\partial V_m} = V_k \times [G_{km} \times \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \times \text{sen}(\theta_{km})]$$

$$N_{kk} = \frac{\partial \Delta P_k}{\partial V_k} = V_k \times G_{kk} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N V_m \times [G_{km} \times \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \times \text{sen}(\theta_{km})]$$

$$M_{km} = \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k \times V_m \times [G_{km} \times \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \times \text{sen}(\theta_{km})]$$

$$M_{kk} = \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \theta_k} = V_k^2 \times G_{kk} + V_k \times \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N V_m \times [G_{km} \times \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \times \text{sen}(\theta_{km})]$$

$$L_{km} = \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial V_m} = V_k \times [G_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \times \text{cos}(\theta_{km})]$$

$$L_{kk} = \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial V_k} = -V_k \times B_{kk} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N V_m \times [G_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \times \text{cos}(\theta_{km})]$$

Onde kk se refere ao elemento da diagonal principal e km aos termos que não pertencem a diagonal, da linha k e coluna m .

6.3 POTÊNCIAS GERADAS E FLUXO NOS RAMOS

Após a solução do fluxo de potência, é possível encontrar as outras variáveis do sistema elétrico, como potência ativa gerada pela barra de referência, potências reativas

geradas pelas barras de geração e pela barra de referência e por último os fluxos dos ramos entre as barras e os ramos shunt.

6.3.1 Potências geradas

Para se calcular a potência ativa gerada pela barra de referência, simplesmente se resolve a equação 6.1, e para se calcular as potências reativas geradas nas barras de referência e PV, resolve-se a equação 6.2 para estas barras.

6.3.2 Linha de transmissão longa

Como a corrente que flui da barra k para a barra m é dada por:

$$\dot{I}_{km} = (\dot{V}_k - \dot{V}_m) \times y_{km} + y_{shunt} \times \dot{V}_k$$

A potência complexa que flui da barra k para a barra m é dada por $\dot{S}_{km} = \dot{V}_k \times \dot{I}_{km}^*$.

Organizando-se estas expressões:

$$\dot{I}_{km} = (y_{km} + y_{shunt}) \times \dot{V}_k - y_{km} \times \dot{V}_m,$$

$$\dot{I}_{km} = (g_{km} + jb_{km} + g_{shunt} + jb_{shunt}) \times V_k \angle \theta_k - (g_{km} + jb_{km}) \times V_m \angle \theta_m,$$

$$\dot{I}_{km}^* = (g_{km} - jb_{km} + g_{shunt} - jb_{shunt}) \times V_k \angle -\theta_k - (g_{km} - jb_{km}) \times V_m \angle -\theta_m.$$

$$\dot{S}_{km} = (g_{km} - jb_{km} + g_{shunt} - jb_{shunt}) \times V_k^2 - (g_{km} - jb_{km}) \times V_k \times V_m \angle \theta_k - \theta_m,$$

Logo, separando-se a parte real da imaginária:

$$P_{km} = V_k^2 \times (g_{km} + g_{shunt}) - V_k V_m \times [g_{km} \times \cos(\theta_{km}) + b_{km} \times \sin(\theta_{km})],$$

$$Q_{km} = -V_k^2 \times (b_{km} + b_{shunt}) - V_k V_m \times [g_{km} \times \sin(\theta_{km}) - b_{km} \times \cos(\theta_{km})].$$

De forma análoga é possível encontrar as potências ativa e reativa que fluem da barra m para a barra k :

$$P_{mk} = V_m^2 \times (g_{km} + g_{shunt}) - V_k V_m \times [g_{km} \times \cos(\theta_{mk}) + b_{km} \times \sin(\theta_{mk})],$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 \times (b_{km} + b_{shunt}) - V_k V_m \times [g_{km} \times \sin(\theta_{mk}) - b_{km} \times \cos(\theta_{mk})].$$

As perdas, então, serão dadas por:

$$P_{perdas} = P_{km} + P_{mk} = (g_{km} + g_{shunt}) \times (V_k^2 + V_m^2) - 2g_{km} \times V_k V_m \times \cos(\theta_{km}),$$

$$Q_{perdas} = Q_{km} + Q_{mk} = -(b_{km} + b_{shunt}) \times (V_k^2 + V_m^2) + 2b_{km} \times V_k V_m \times \cos(\theta_{km})$$

6.3.3 Linha de transmissão curta

Para a linha curta, podemos considerar as expressões das linhas médias e longas com G_{shunt} e b_{shunt} iguais a zero. Portanto:

$$P_{km} = g_{km} \times V_k^2 - V_k V_m \times [g_{km} \times \cos(\theta_{km}) + b_{km} \times \sin(\theta_{km})],$$

$$Q_{km} = -V_k^2 \times b_{km} - V_k V_m \times [g_{km} \times \sin(\theta_{km}) - b_{km} \times \cos(\theta_{km})].$$

$$P_{mk} = g_{km} \times V_m^2 - V_k V_m \times [g_{km} \times \cos(\theta_{mk}) + b_{km} \times \sin(\theta_{mk})],$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 \times b_{km} - V_k V_m \times [g_{km} \times \sin(\theta_{mk}) - b_{km} \times \cos(\theta_{mk})].$$

$$P_{perdas} = P_{km} + P_{mk} = g_{km} \times (V_k^2 + V_m^2) - 2g_{km} \times V_k V_m \times \cos(\theta_{km}),$$

$$Q_{perdas} = Q_{km} + Q_{mk} = -b_{km} \times (V_k^2 + V_m^2) + 2b_{km} \times V_k V_m \times \cos(\theta_{km})$$

6.3.4 Transformador

Graças ao modelo π equivalente do transformador pode-se analisá-lo de forma análoga à linha longa:

Da barra k para a barra m :

$$y_{km} = t \times y_{km},$$

$$y_{shunt} = (t^2 - t) \times y_{km}.$$

Portanto as equações de fluxo de potência são:

$$P_{km} = t^2 \times V_k^2 \times g_{km} - t \times V_k V_m \times [g_{km} \times \cos(\theta_{km}) + b_{km} \times \sin(\theta_{km})],$$

$$Q_{km} = -t^2 \times V_k^2 \times b_{km} - t \times V_k V_m \times [g_{km} \times \sin(\theta_{km}) - b_{km} \times \cos(\theta_{km})].$$

Da barra m para a barra k :

$$y_{shunt} = (1 - t) \times y_{km}.$$

Portanto as equações de fluxo de potência são:

$$P_{mk} = V_m^2 \times g_{km} - t \times V_k V_m \times [g_{km} \times \cos(\theta_{mk}) + b_{km} \times \sin(\theta_{mk})],$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 \times b_{km} - t \times V_k V_m \times [g_{km} \times \sin(\theta_{mk}) - b_{km} \times \cos(\theta_{mk})].$$

As perdas, então, serão dadas por:

$$P_{perdas} = P_{km} + P_{mk} = g_{km} \times \{(t^2 V_k^2 + V_m^2) - 2t \times V_k V_m \times \cos(\theta_{km})\},$$

$$Q_{perdas} = Q_{km} + Q_{mk} = b_{km} \times \{-(t^2 V_k^2 + V_m^2) + 2t \times V_k V_m \times \cos(\theta_{km})\}$$

6.3.5 Shunts de barra

Os elementos shunt também injetam potência nas barras por susceptâncias ou condutâncias para a terra. Estas injeções ou fugas podem ser calculadas por:

$$\dot{S}_{k,shunt} = \dot{V}_k \times I_{sh}^* = \dot{V}_k \times (0 - \dot{V}_k^*) \times (g_{shunt} - jb_{shunt})$$

Separando-se a parte real da imaginária:

$$P_{k,shunt} = -V_k^2 \times g_{shunt}$$

Onde a condutância é sempre um elemento positivo (consome potência ativa), ou seja, sempre há fuga de potência do sistema.

$$Q_{k,shunt} = V_k^2 \times b_{shunt}$$

Onde a susceptância pode ser positiva (injeta reativo), para o caso de capacitores ou negativa (consome reativos), para o caso de reatores.

6.3.6 Transformador Defasador

Para o transformador defasador, utiliza-se a expressão 3.16 para I_{km} e 3.17 para I_{mk} , portanto, como: $t = |t| \times e^{j\varphi}$:

$$\dot{I}_{km} = (|t|^2 \times \dot{V}_k - t^* \times \dot{V}_m) \times y_{km}$$

$$\dot{I}_{km} = (|t|^2 \times V_k \angle \theta_k - |t| \times V_m \angle \theta_m - \varphi) \times (g_{km} + jb_{km}),$$

$$\dot{I}_{km}^* = |t|^2 \times (g_{km} - jb_{km}) \times V_k \angle -\theta_k - |t| \times (g_{km} - jb_{km}) \times V_m \angle -\theta_m + \varphi.$$

$$\dot{S}_{km} = |t|^2 \times (g_{km} - jb_{km}) \times V_k^2 - |t| \times (g_{km} - jb_{km}) \times V_k \times V_m \angle \theta_k - \theta_m + \varphi,$$

Dividindo-se então em potências real e imaginária:

$$P_{km} = t^2 \times V_k^2 \times g_{km} - t \times V_k V_m \times [g_{km} \times \cos(\theta_{km} + \varphi) + b_{km} \times \sin(\theta_{km} + \varphi)],$$

$$Q_{km} = -t^2 \times V_k^2 \times b_{km} - t \times V_k V_m \times [g_{km} \times \sin(\theta_{km} + \varphi) - b_{km} \times \cos(\theta_{km} + \varphi)]$$

De forma análoga, é possível encontrar as potências ativa e reativa que fluem da barra m para a barra k :

$$\dot{I}_{mk} = (-t \times \dot{V}_k + \dot{V}_m) \times y_{km}$$

$$\dot{I}_{mk} = (-|t| \times V_k \angle \theta_k + \varphi + V_m \angle \theta_m) \times (g_{km} + jb_{km}),$$

$$\dot{I}_{mk}^* = -|t| \times (g_{km} - jb_{km}) \times V_k \angle -\theta_k - \varphi + (g_{km} - jb_{km}) \times V_m \angle -\theta_m.$$

$$\dot{S}_{mk} = -|t| \times (g_{km} - jb_{km}) \times V_k \times V_m \angle \theta_m - \theta_k - \varphi + (g_{km} - jb_{km}) \times V_m^2,$$

Dividindo-se então em potências real e imaginária:

$$P_{mk} = -t \times V_k V_m \times [g_{km} \cos(\theta_{mk} - \varphi) + b_{km} \sin(\theta_{mk} - \varphi)] + V_m^2 \times g_{km},$$

$$Q_{mk} = -t \times V_k V_m \times [g_{km} \sin(\theta_{mk} - \varphi) - b_{km} \cos(\theta_{mk} - \varphi)] - V_m^2 \times b_{km}$$

As perdas, então, serão dadas por:

$$P_{perdas} = P_{km} + P_{mk} = g_{km} \times \{(t^2 V_k^2 + V_m^2) - 2t \times V_k V_m \times \cos(\theta_{km} + \varphi)\},$$

$$Q_{perdas} = Q_{km} + Q_{mk} = b_{km} \times \{-(t^2 V_k^2 + V_m^2) + 2t \times V_k V_m \times \cos(\theta_{km} + \varphi)\}$$

7 MÁQUINA SÍNCRONA

Uma máquina síncrona é composta por dois circuitos acoplados magneticamente. O primeiro é a armadura trifásica, localizada no estator e responsável pela transferência de potência elétrica AC entre a máquina e o sistema de potência ao qual ela se conecta. O segundo circuito é o campo, localizado no rotor e alimentado com corrente contínua, de modo a produzir um fluxo magnético de amplitude ajustável.

De [7], sendo N_s o número de espiras por fase da armadura, f_s a frequência síncrona, $\Phi_{f,máx}$ o valor de pico da onda de fluxo magnético por polo produzido pelo rotor, a força eletromotriz E_f induzida em cada fase da armadura a vazio será:

$$E_f = \sqrt{2}\pi f_s \Phi_{f,máx} N_s$$

A velocidade síncrona é a velocidade de rotação de uma máquina síncrona, ela é calculada pela seguinte fórmula:

$$N = \frac{120f_s}{P}$$

Onde:

- P é o número de pares de polos,
- N é a velocidade em rotações por minuto (*rpm*),
- f_s é a frequência da rede (*Hz*).

7.1 MÁQUINA SÍNCRONA DE PÓLOS LISOS [5]

A Figura 7.1 mostra um corte da máquina de polos lisos de um par de polos. A bobina enrolada no rotor dá origem a dois polos N e S, tal como indicado. O eixo paralelo ao campo é chamado eixo d ou direto. O eixo perpendicular ao campo é chamado eixo q ou de quadratura.

Na máquina real os enrolamentos têm um grande número de voltas distribuídas em ranhuras em torno da circunferência do rotor.

Quando alimenta uma carga qualquer a tensão nos terminais do gerador será $\dot{V}_t \neq \dot{E}_f$, indicando a presença de uma impedância interna.

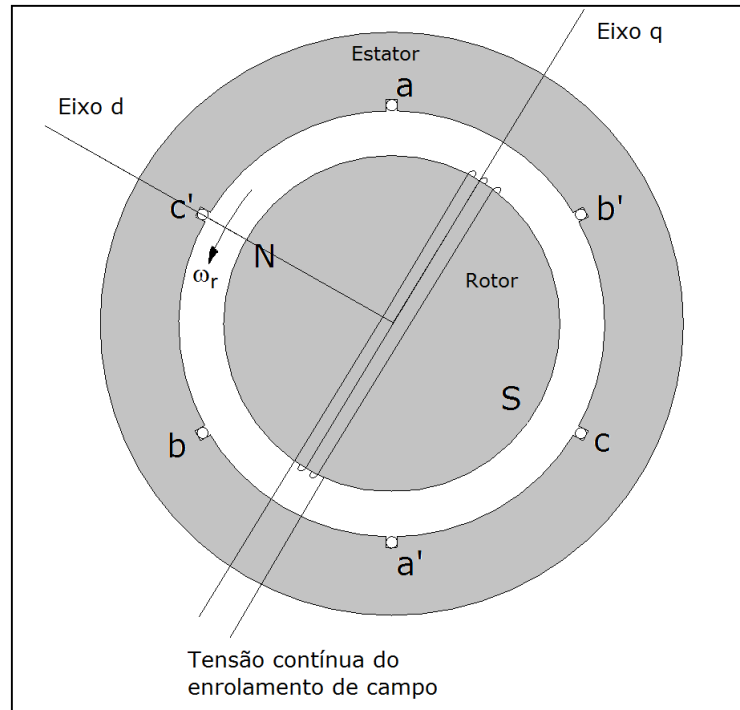


Figura 7.1 - Corte transversal da máquina síncrona de pólos lisos.

O circuito equivalente da máquina síncrona e o circuito de campo são mostrados na Figura 7.2 [7]. A fonte de tensão que alimenta o campo pode ser uma bateria, um gerador de corrente contínua ou um conversor CA-CC.

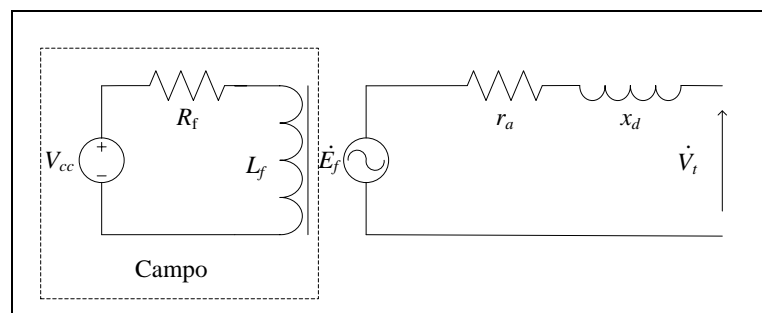


Figura 7.2 - Circuito de campo e circuito equivalente da máquina síncrona de pólos salientes

Onde a reatância de eixo direto (x_d) é a soma entre a reatância de dispersão (x_l) e a reatância de entreferro de eixo direto ($x_{\phi,d}$). A resistência de armadura (r_a) é o termo referente à resistência CA do enrolamento de armadura. \dot{E}_f é a tensão interna de excitação e \dot{V}_t é a tensão terminal da máquina.

O circuito equivalente final, mostrado na Figura 7.3, considera a resistência de armadura desprezível e é adequado a geradores síncronos de polos lisos de grande potência, geralmente o caso de turbogeradores. Para geradores de polos salientes, geralmente o caso de hidrogeradores, algumas modificações devem ser introduzidas, como discutido no tópico 7.2.

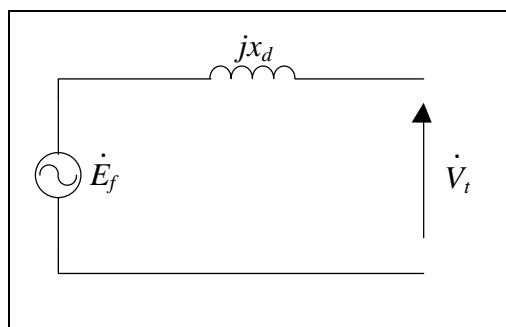


Figura 7.3 - Modelo elétrico do gerador de polos lisos

Quando uma máquina síncrona sofre um curto-circuito trifásico, por causa do caráter indutivo do gerador, a corrente não atingirá imediatamente um valor de regime constante, mas se comportará como mostrado na Figura 7.4 [1].

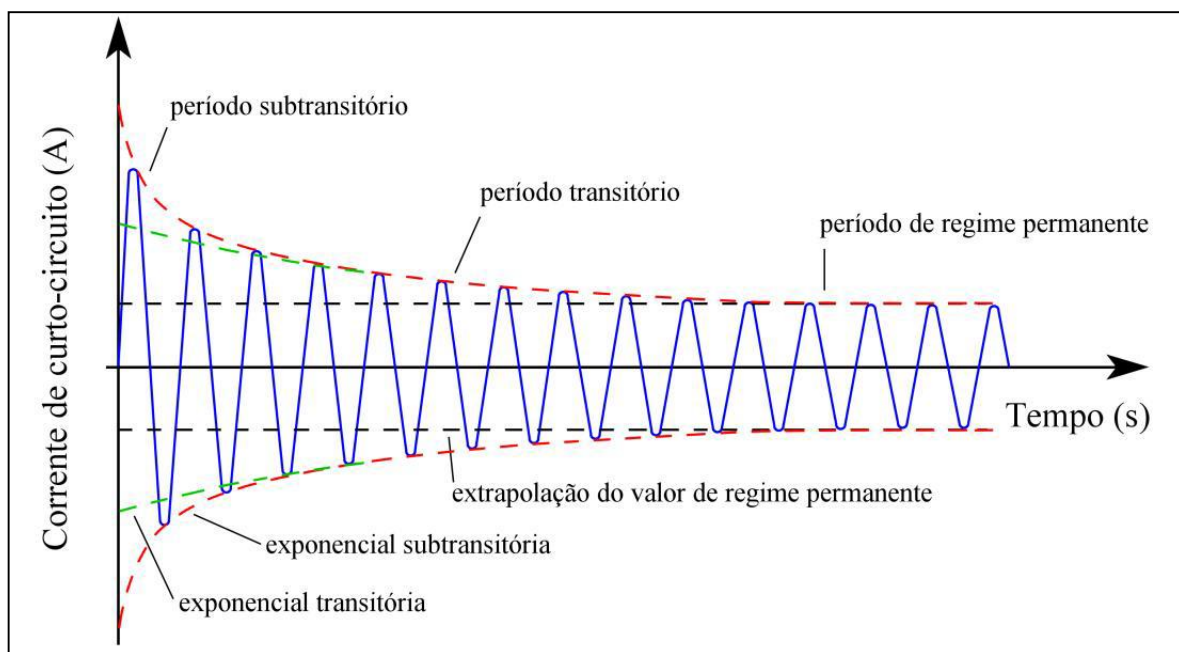


Figura 7.4 - Corrente de armadura de um gerador síncrono em curto-circuito trifásico simétrico [1]

A envoltória da senóide é mais complexa do que o usual, pois sua taxa de decaimento não é constante.

Normalmente definem-se três períodos de tempo, cada um deles caracterizado por uma reatância diferente:

- 1) Período subtransitório: corresponde aos primeiros ciclos após o curto, durante os quais a corrente decai muito rapidamente; caracterizado pela reatância subtransitória de eixo direto, x''_d .
- 2) Período transitório: corresponde ao período após o período subtransitório e antes da corrente ter se estabilizado, durante o qual a corrente decai mais lentamente; caracterizado pela reatância transitória de eixo direto, x'_d .

- 3) Período de regime permanente: corresponde ao período após a corrente ter se estabilizado; caracterizado pela reatância síncrona de eixo direto usual, x_d .

As equações que descrevem o comportamento da máquina síncrona de polos lisos funcionando em regime permanente são as seguintes:

Tensão interna da máquina:

$$\dot{E}_f = \dot{V}_t + r_a \dot{I} + jx_s \dot{I} \quad 7.1$$

Onde $\dot{V}_t = V_t \angle 0^\circ$, $\dot{I} = I \angle \phi$ e $\dot{E}_f = E_f \angle \delta$

Potência aparente terminal:

$$\dot{S}_t = \dot{V}_t \times \dot{I}^*$$

Potência ativa terminal:

$$P_t = V_t \times I \times \cos(\phi)$$

Em relação à tensão interna:

$$P_t = \frac{E_f \times V_t}{x_s} \sin(\delta) \quad 7.2$$

O gráfico da potência ativa é apresentado na Figura 7.5.

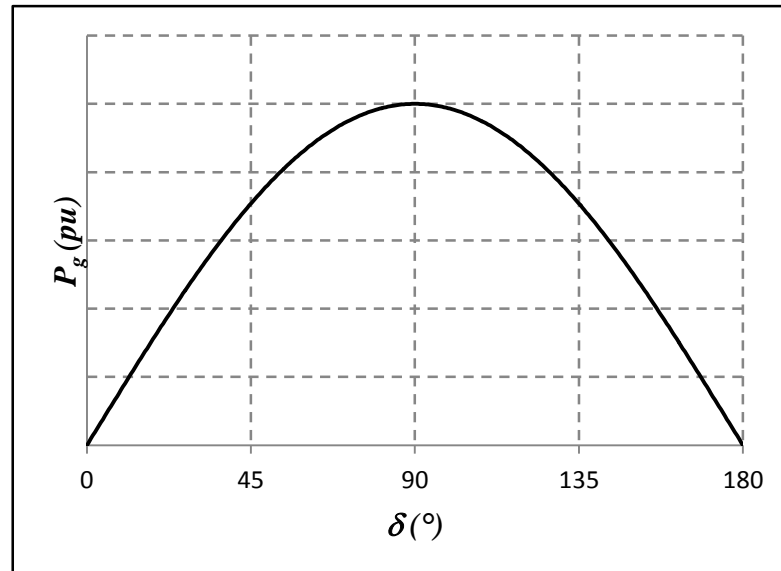


Figura 7.5 - Gráfico potência-ângulo de uma máquina de polos lisos

Potência reativa terminal:

$$Q_t = V_t \times I \times \sin(-\phi)$$

Em função da tensão de excitação:

$$Q_t = \frac{E_f \times V_t}{x_d} \cos(\delta) - \frac{V_t^2}{x_d}$$

A máquina pode estar atuando como gerador ou motor, sobre-excitada ou subexcitada. Esta característica pode ser analisada pelas suas equações.

- Motor: $P_t < 0$, pois a potência está entrando no terminal, para isto ocorrer, $\cos(\phi) < 0$, portanto $\pi/2 < \phi < 3\pi/2$,
- Gerador: $P_t > 0$, pois a potência está saindo do terminal, para isto ocorrer, $\cos(\phi) > 0$, portanto $-\pi/2 < \phi < \pi/2$,
- Operando subexcitado: $Q_t < 0$, que indica que a máquina está consumindo reativo da rede, para isto ocorrer, $\sin(\phi) > 0$, portanto $0 < \phi < \pi$,
- Operando sobre-excitado: $Q_t > 0$, que indica que a máquina está injetando reativo na rede, para isto ocorrer, $\sin(\phi) < 0$, portanto $\pi < \phi < 2\pi$.

Para motores:

- Subexcitados: $\pi/2 < \theta_i < \pi$,

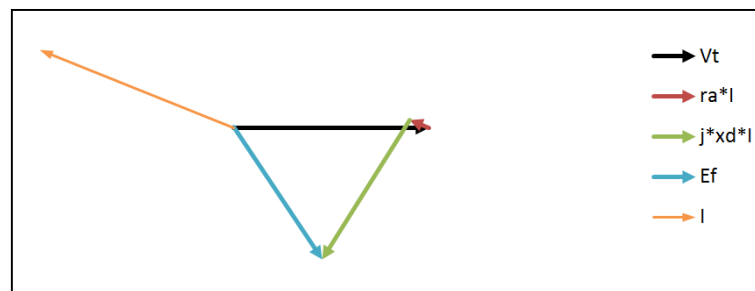


Figura 7.6 - Diagrama fasorial do motor de polos lisos subexcitado

- Sobre-excitados: $\pi < \theta_i < 3\pi/2$.

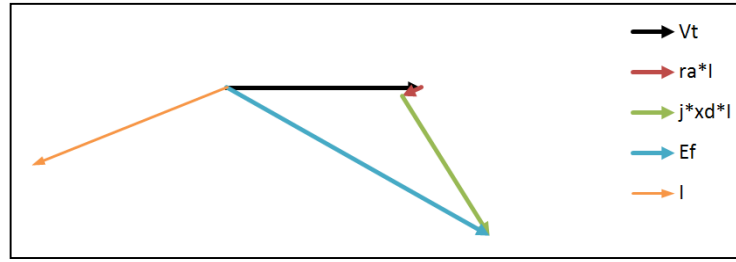


Figura 7.7 - Diagrama fasorial do motor de polos lisos sobre-excitado

Para geradores

- iii. Subexcitados: $0 < \theta_i < \pi/2$,

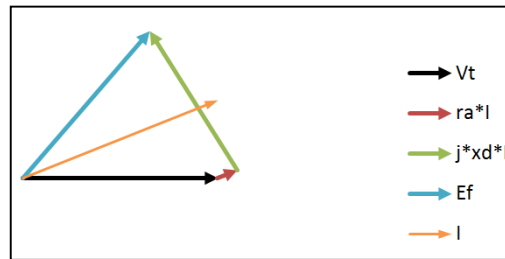


Figura 7.8 - Diagrama fasorial do gerador de polos lisos subexcitado

- iv. Sobre-excitados: $3\pi/2 < \theta_i < 2\pi$.

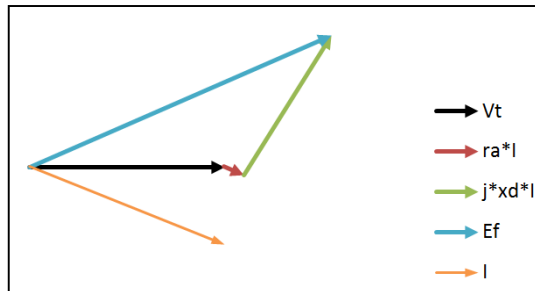


Figura 7.9 - Diagrama fasorial do gerador de polos lisos sobre-excitado

7.2 MÁQUINA SÍNCRONA DE PÓLOS SALIENTES [5]

Nas máquinas de polos lisos o entreferro pode ser considerado aproximadamente constante, o que resulta em relutância magnética constante ao longo do entreferro, bem como reatância de magnetização e reatância síncrona também constantes. Em máquinas de polos salientes, contudo, tal constância não se verifica e se deve adotar outro modelo para a máquina.

A Figura 7.10 mostra um corte da máquina de polos salientes de um par de polos. Assim como na máquina síncrona de polos lisos, a bobina enrolada no rotor dá origem aos polos N e S, tal como indicado. O eixo paralelo ao campo é chamado eixo d ou direto,

enquanto que o eixo perpendicular ao campo é chamado eixo q ou de quadratura. Na máquina real o enrolamento tem um grande número de voltas distribuído ao longo do rotor.

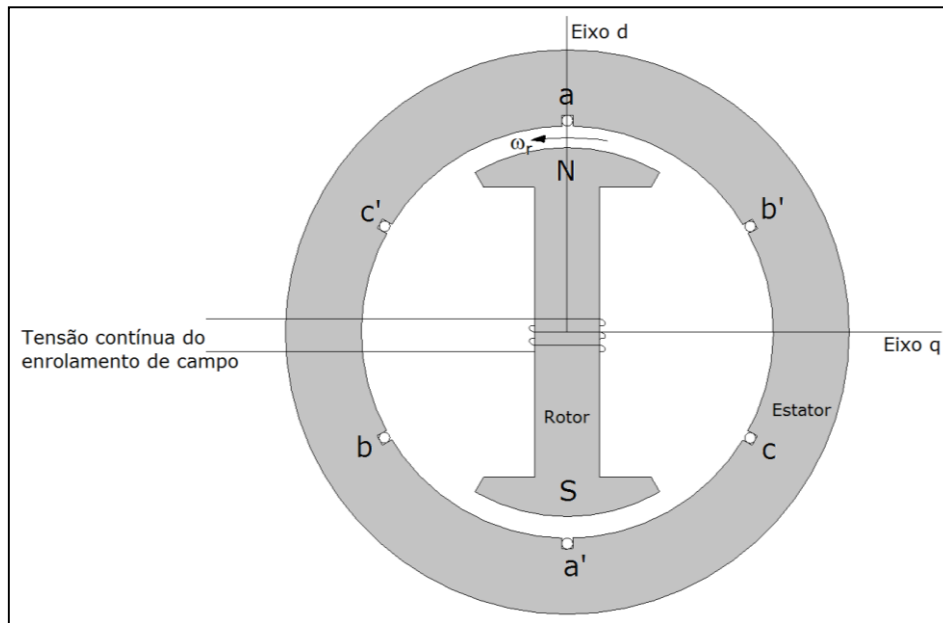


Figura 7.10 - Corte transversal da máquina síncrona de polos salientes.

Em condições de regime e de equilíbrio de fases, os efeitos dos polos salientes podem ser estudados decompondo-se a corrente de armadura I em duas componentes: uma componente I_d ao longo do eixo direto e uma componente I_q ao longo do eixo em quadratura, de modo que $\vec{I} = \vec{I}_d + \vec{I}_q$.

Cada uma das componentes de I produzirá quedas de tensão diferentes, associadas respectivamente às reatâncias síncronas de eixo direto (x_d) e de eixo em quadratura (x_q), conforme mostrado na Figura 7.11 para o caso de carga indutiva.

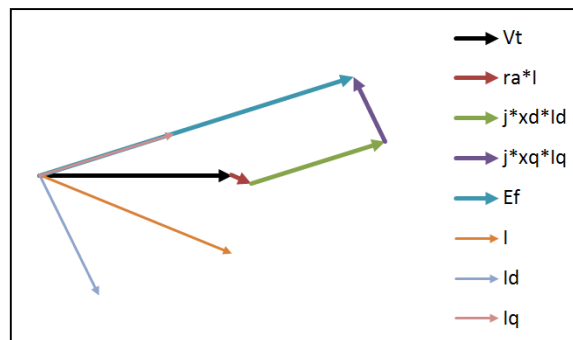


Figura 7.11 - Diagrama fasorial para um gerador de polos salientes alimentando carga indutiva

Acrescentando-se o termo relativo à queda de tensão devido à resistência de armadura, do diagrama se obtêm diretamente a equação fasorial do gerador síncrono:

$$\vec{E}_f = \vec{V}_t + r_a \vec{I} + jx_d \vec{I}_d + jx_q \vec{I}_q \quad 7.3$$

Utiliza-se separar esta equação em duas equações, a primeira que fasorialmente tem a tensão auxiliar $E_q \angle \delta$ como resposta, e a outra que tem o módulo da tensão interna E_f como resposta.

$$\dot{E}_q = \dot{V}_t + r_a \dot{I} + jx_q \dot{I} \quad 7.4$$

$$E_f = E_q + (x_d - x_q)I_d$$

Separando os termos para o eixo d e para o eixo q , encontram-se expressões para V_d e V_q que são as tensões terminal de eixo direto e em quadratura, respectivamente.

$$0 = \dot{V}_t \sin(\delta - \theta_t) - jx_q \dot{I}_q + r_a I_d$$

$$V_d = V_t \sin(\delta - \theta_t) = x_q I_q - r_a I_d \quad 7.5$$

$$E_f = \dot{V}_t \cos(\delta - \theta_t) + jx_d \dot{I}_d + r_a I_d$$

$$V_q = V_t \cos(\delta - \theta_t) = E_f - x_d I_d - r_a I_q \quad 7.6$$

Com a equação 7.4 é possível modelar a máquina síncrona de polos salientes de maneira similar a máquina de polos lisos:

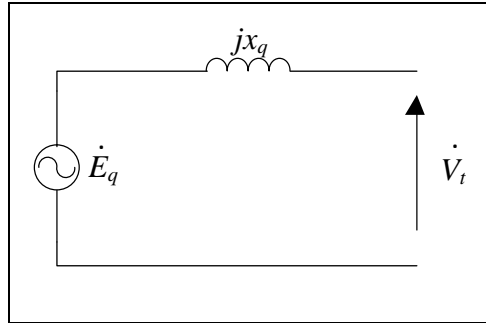


Figura 7.12 - Modelo da máquina síncrona de pólos salientes

Quando uma falta ocorre em uma rede de potência, devem-se considerar as reatâncias subtransitórias e transitórias da máquina.

- Para regime subtransitório, x''_d e x''_q são as reatâncias subtransitórias,
- Para regime transitório, x'_d e x'_q são as reatâncias transitórias.

7.2.1 Transformada de Park [4]

A transformada de Park facilitará o desenvolvimento das equações de potência. O diagrama fasorial da Figura 7.11, ajuda a visualizar a transformada de Park.

Sendo V_r, I_r, V_m e I_m respectivamente as partes reais e imaginárias da tensão terminal ($V_t \angle \theta_t$) e da corrente ($I \angle \phi$):

$$I_d = I \sin(\delta - \phi) = -\underbrace{I \sin(\phi)}_{I_m} \cos(\delta) + \underbrace{I \cos(\phi)}_{I_r} \sin(\delta)$$

$$I_q = I \cos(\delta - \theta_i) = \underbrace{I \cos(\phi)}_{I_r} \cos(\delta) + \underbrace{I \sin(\phi)}_{I_m} \sin(\delta)$$

$$V_d = V_t \sin(\delta - \theta_t) = -\underbrace{V_t \sin(\theta_t)}_{V_m} \cos(\delta) + \underbrace{V_t \cos(\theta_t)}_{V_r} \sin(\delta)$$

$$V_q = V_t \cos(\delta - \theta_t) = \underbrace{V_t \cos(\theta_t)}_{V_r} \cos(\delta) + \underbrace{V_t \sin(\theta_t)}_{V_m} \sin(\delta)$$

Organizando estas equações em um sistema matricial, obtemos a transformada de Park:

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\delta) & -\cos(\delta) \\ \cos(\delta) & \sin(\delta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_r \\ I_m \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\delta) & -\cos(\delta) \\ \cos(\delta) & \sin(\delta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_r \\ V_m \end{bmatrix}$$

Para se realizar a transformada inversa de Park, utiliza-se a matriz invertida:

$$\begin{bmatrix} \sin(\delta) & -\cos(\delta) \\ \cos(\delta) & \sin(\delta) \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \sin(\delta) & \cos(\delta) \\ -\cos(\delta) & \sin(\delta) \end{bmatrix}$$

A partir da transformada inversa de Park, as equações de potência são dadas por:

- Potência aparente terminal

$$\dot{S}_t = \dot{V}_t \times \dot{I}^* = (V_r + jV_m) \times (I_r - jI_m)$$

- Potência ativa terminal

$$P_t = V_r I_r + V_m I_m$$

$$P_t = (V_d \sin \delta + V_q \cos \delta)(I_d \sin \delta + I_q \cos \delta) + (-V_d \cos \delta + V_q \sin \delta)(-I_d \cos \delta + I_q \sin \delta)$$

$$P_t = V_d I_d + V_q I_q \quad 7.7$$

- Potência reativa terminal

$$Q_t = V_m I_r - V_r I_m$$

$$Q_t = (-V_d \cos \delta + V_q \sin \delta)(I_d \sin \delta + I_q \cos \delta) - (V_d \sin \delta + V_q \cos \delta)(-I_d \cos \delta + I_q \sin \delta)$$

$$Q_t = V_q I_d - V_d I_q$$

7.2.2 Equação potência-ângulo

A partir das equações 7.5 e 7.6 é possível encontrar I_d e I_q :

$$V_d = -r_a \left(\frac{E_f - V_q - r_a I_q}{x_d} \right) + x_q I_q$$

$$I_q(r_a^2 + x_q x_d) = x_d V_d + r_a(E_f - V_q) \quad 7.8$$

$$V_d = -r_a I_d + x_q \left(\frac{x_d V_d + r_a(E_f - V_q)}{r_a^2 + x_q x_d} \right)$$

$$I_d(r_a^2 + x_q x_d) = X_q(E_f - V_q) - r_a V_d \quad 7.9$$

Substituem-se os resultados de 7.8 e 7.9 em 7.7:

$$P_t = \frac{V_d x_q (E_f - V_q) - r_a V_d^2 + x_d V_d V_q + V_q r_a (E_f - V_q)}{r_a^2 + x_q x_d}$$

$$P_t = \frac{E_f (V_d x_q + V_q r_a) - (V_q^2 + V_d^2) r_a + V_d V_q (x_d - x_q)}{r_a^2 + x_q x_d} \quad 7.10$$

Como:

$$V_d^2 + V_q^2 = V_t^2$$

$$V_d V_q = V_t^2 \sin(\delta - \theta_t) \cos(\delta - \theta_t) = \frac{1}{2} V_t^2 \sin(2\delta - 2\theta_t)$$

Portanto, da equação 7.10:

$$P_t = \frac{E_f V_t (r_a \cos(\delta - \theta_t) + x_q \sin(\delta - \theta_t)) - V_t^2 r_a + \frac{1}{2} V_t^2 \sin(2\delta - 2\theta_t) (x_d - x_q)}{r_a^2 + x_q x_d}$$

Considerando $z^2 = r_a^2 + x_q x_d$, $z_q = r_a + jx_q$ e $\text{atan}\left(\frac{r_a}{x_q}\right) = \gamma$:

$$P_t = E_f V_t \frac{z_q}{z^2} \sin(\delta - \theta_t + \gamma) + \frac{V_t^2 (x_d - x_q)}{2} \frac{1}{z^2} \sin(2\delta - 2\theta_t) - V_t^2 \frac{r_a}{z^2} \quad 7.11$$

Portanto a equação 7.11 é a equação potência-ângulo de uma máquina de polos salientes.

Caso r_a seja muito menor que x_q , 7.11 pode ser simplificado para:

$$P_t = \frac{E_f V_t}{x_d} \sin(\delta - \theta_t) + \frac{V_t^2 (x_d - x_q)}{2} \frac{1}{x_q x_d} \sin(2\delta - 2\theta_t)$$

Fazendo $k_1 = \frac{E_f V_t}{x_d}$ e $k_2 = \frac{V_t^2 (x_d - x_q)}{2 (x_q x_d)}$:

$$P_t = k_1 \sin(\delta - \theta_t) + k_2 \sin(2\delta - 2\theta_t) \quad 7.12$$

Diferentemente do que acontece na máquina de polos lisos, cuja potência ativa varia senoidalmente em função do ângulo de carga, a potência da máquina de polos salientes é agora uma soma de duas funções. A primeira função, curva tracejada no gráfico da Figura 7.13, é denominada potência de excitação, por ser diretamente proporcional a E_f . Esta potência tem a mesma equação que a da potência da máquina de polos lisos. A segunda função, curva pontilhada no gráfico da Figura 7.13, não depende de E_f , e é denominada potência de relutância, por depender da diferença entre as relutâncias de eixo direto e de eixo em quadratura.

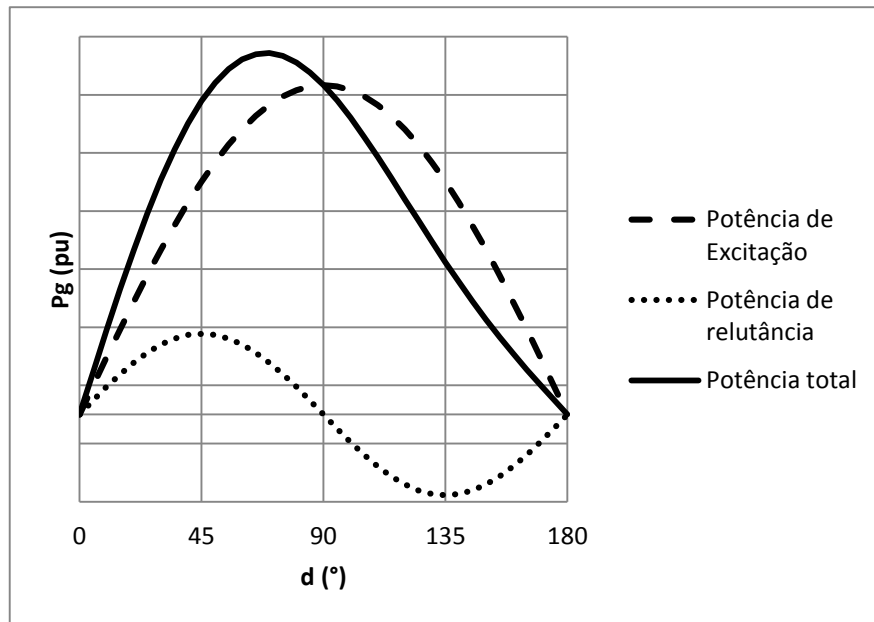


Figura 7.13 - Curva de potência ativa de uma máquina síncrona de pólos salientes

Pode-se encontrar o ângulo de máxima transferência de potência derivando-se a equação 7.12 em relação ao ângulo interno da máquina e igualando-se a zero, e observando-se que k_1 e k_2 não dependem de δ (considera-se $\theta_t = 0^\circ$):

$$\frac{dP_t}{d\delta} = k_1 \cos \delta + 2k_2 \cos 2\delta = 0$$

Como $\cos 2\theta = 2 \cos^2 \theta - 1$:

$$k_1 \cos \delta + 2k_2(2 \cos^2 \delta - 1) = 0$$

$$\cos^2 \delta + \frac{k_1}{4k_2} \cos \delta - \frac{1}{2} = 0$$

Fazendo:

$$b = \frac{k_1}{8k_2}$$

Obtêm-se:

$$\cos \delta_{m\acute{a}x} = -b \pm \sqrt{b^2 - \frac{1}{2}}$$

Onde o sinal da raiz é positivo para geradores e negativo para motores. Então:

$$P_{m\acute{a}x} = P_t(\delta_{m\acute{a}x}) = k_1 \operatorname{sen} \delta_{m\acute{a}x} + k_2 \operatorname{sen} \delta_{m\acute{a}x}$$

8 MODELO DINÂMICO DA MÁQUINA SÍNCRONA

8.1 CONSIDERAÇÕES BÁSICAS [6]

Como o enlace de fluxo do campo não varia instantaneamente após uma perturbação, E'_f também não varia instantaneamente. A taxa de variação da tensão proporcional ao enlace de fluxo (E'_f), ao longo do eixo q , depende da tensão de campo (v'_f) e da tensão interna da máquina (E_f) [8].

Portanto, modela-se a tensão proporcional ao enlace de fluxo de campo por:

$$\frac{dE'_f}{dt} = \frac{1}{T'_{d0}}(v'_f - E_f) \quad 8.1$$

Onde:

T'_{d0} é a constante de tempo do enrolamento de campo, possuindo valores típicos entre 4 e 10 segundos [7].

A tensão do campo referida à armadura é considerada constante neste trabalho, o que é devido ao fato de não se considerar controle de excitação nas máquinas, ou seja, as máquinas síncronas têm seus campos alimentados por baterias ou por conversor CA/CC a partir de uma fonte trifásica CA constante.

A tensão proporcional ao enlace de fluxo é definida por:

$$\dot{E}_f = \dot{E}'_f + j(x_d - x'_d)\dot{I}_d \quad 8.2$$

$$\dot{E}'_f = \dot{V}_t + r_a \dot{I}_1 + jx'_d \dot{I}_d + jx_q \dot{I}_q \quad 8.3$$

Onde x'_d é a reatância transitória de eixo direto, obtida, por exemplo, no ensaio de curto-circuito trifásico da máquina.

A equação 8.3 pode ser analisada da mesma maneira que a equação 7.3 [7], portanto, a potência ativa é dada por:

$$P_t = k'_1 \sin \delta - k'_2 \sin 2\delta \quad 8.4$$

Onde:

$$k'_1 = \frac{E'_f V_t}{x'_d}$$
$$k'_2 = \frac{V_t^2}{2} \frac{x_q - x'_d}{x'_d x_q}$$

A Figura 8.1 representa a nova curva de potência para a análise de estabilidade transitória.

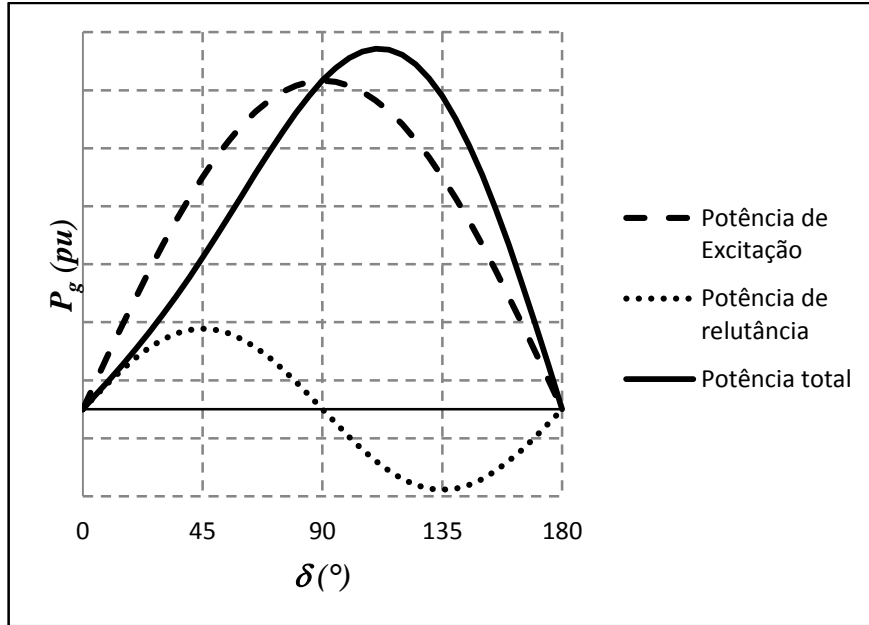


Figura 8.1 - Curva de potência ativa de uma máquina síncrona de pólos salientes, no período transitório

De maneira análoga à equação 7.3, é possível deduzir um valor de potência máxima, neste caso, este é dado por:

$$\cos \delta_{m\acute{a}x} = -b' \mp \sqrt{b'^2 + \frac{1}{2}}$$

$$b' = \frac{k'_1}{8k'_2}$$

Onde o sinal que precede a raiz é positivo, pois o ângulo máximo está no segundo quadrante. O ângulo $\delta_{m\acute{a}x}$ é positivo para geradores e negativo para motores. Então:

$$P_{m\acute{a}x} = P_t(\delta_{m\acute{a}x}) = k'_1 \text{sen } \delta_{m\acute{a}x} - k'_2 \text{sen } \delta_{m\acute{a}x}$$

8.2 EQUAÇÃO DE OSCILAÇÃO DO ROTOR DA MÁQUINA SÍNCRONA [7]

A equação que descreve o movimento do rotor de uma máquina síncrona baseia-se no princípio elementar em dinâmica que afirma que conjugado de aceleração é o produto do momento de inércia do rotor com a aceleração angular. No sistema metro-quilograma-segundo (MKS) de unidades esta equação pode ser escrita para o gerador síncrono:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_a = T_m - T_e \quad 8.5$$

Em que:

J é o momento de inércia total das massas do rotor, em kgm^2 ,

ω_r é a velocidade angular do rotor, em radianos mecânicos por segundo (rad/s),

T_m é o conjugado mecânico ou conjugado do eixo, fornecido pela fonte de conjugado, menos o conjugado de retardamento devido a perdas rotacionais, em Nm ,

T_e é o conjugado elétrico ou eletromagnético, em Nm ,

T_a é o conjugado de aceleração, em Nm .

A Figura 8.2 representa os rotores de um motor e de um gerador síncronos, onde são mostrados os sentidos dos conjugados e da velocidade angular.

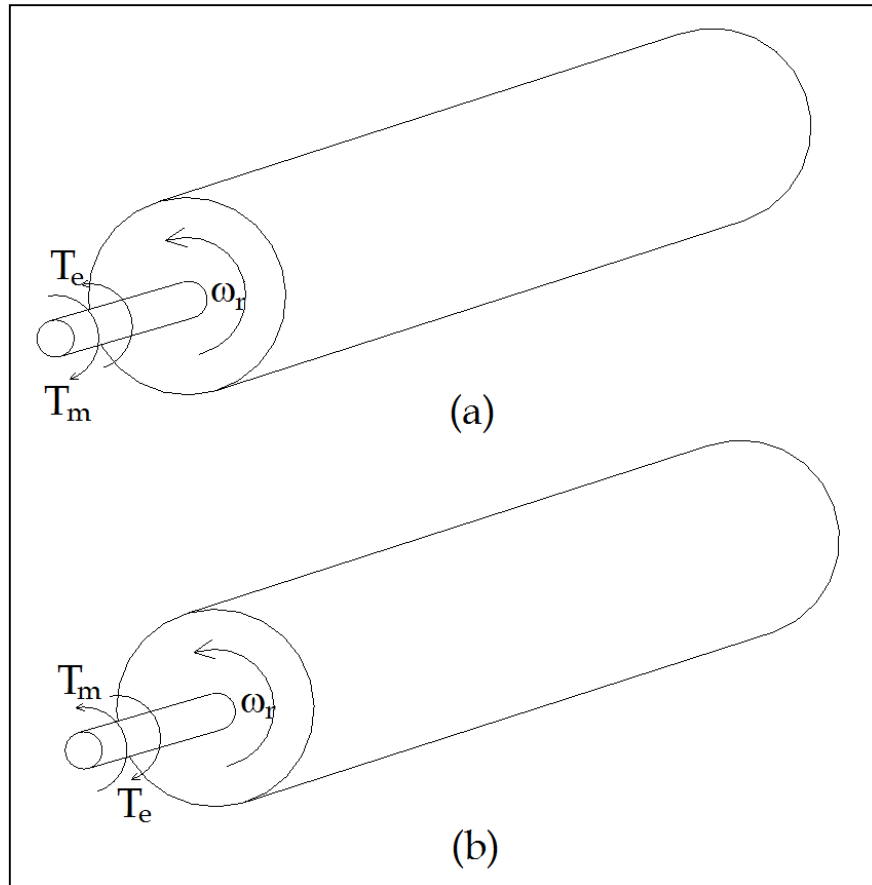


Figura 8.2 - Representação do rotor de uma máquina comparando a direção de rotação e os conjugados mecânico e elétrico de: (a) um motor; (b) um gerador

O conjugado mecânico T_m e o conjugado elétrico T_e são considerados, respectivamente, positivo e negativo para o gerador síncrono. Isto significa que T_m é o binário resultante no eixo que tende a acelerar o rotor na direção positiva δ_m de rotação, como mostrado na Figura 8.2 (b). Em regime permanente em um gerador, T_m e T_e são iguais e o conjugado de aceleração T_a é zero. Neste caso, não há aceleração ou desaceleração das massas do rotor e o resultado é a velocidade síncrona. As massas em rotação estão em sincronismo com as outras máquinas que operam a velocidade síncrona no sistema de alimentação. O

gerador pode ter uma hidroturbina ou uma turbina de vapor, para o qual os modelos de diferentes níveis de complexidade existem para representar o seu efeito sobre T_m .

Neste trabalho, T_m é considerado constante, pois o tempo que a turbina leva para responder aos controles de velocidade é bem maior que o tempo que a máquina leva para responder aos efeitos elétricos transitórios, portanto não são considerados durante o período de tempo em que a dinâmica de rotores é estudada.

No sistema por unidade, como demonstrado a seguir, o valor de T_e é igual ao de P_e :

$$P_e = \omega_s T_e$$

$$\frac{P_e}{P_{eb}} = \overline{P_e} = \frac{\omega_s T_e}{\omega_s T_{eb}} = \frac{T_e}{T_{eb}} = \overline{T_e}$$

Portanto o conjugado elétrico T_e corresponde à potência do entreferro líquido na máquina, que é a potência de saída total do gerador menos as perdas nos enrolamentos da armadura, r_a/i_a^2 .

No motor síncrono a direção do fluxo de potência é oposta à do gerador. Assim, para um motor, ambos T_m e T_e na equação 8.5 têm seus sinais invertidos, como mostrado na Figura 8.2 (a). T_e corresponde à potência de entreferro fornecida pelo sistema elétrico para mover o rotor, ao passo que T_m representa o conjugado das perdas de carga e de rotação que tendem a retardar o rotor.

É conveniente notar que:

$$J\omega_s \frac{d\omega_r}{dt} = P_a = P_m - P_e$$

Fazendo

$$\overline{\omega_r} = \frac{\omega_r}{\omega_s}$$

$$\frac{P_m - P_e}{S_{base}} = \overline{P_m} - \overline{P_e}$$

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_s^2}{S_{base}} \tag{8.6}$$

Onde H é a constante de inércia do rotor.

Obtêm-se a relação:

$$\frac{d\overline{\omega_r}}{dt} = \frac{1}{2H} (\overline{P_m} - \overline{P_e}) \tag{8.7}$$

Ou

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} (\bar{P}_m - \bar{P}_e)$$

A equação 8.7 é a equação de oscilação do rotor e é uma equação diferencial de segunda ordem em relação à δ , podendo ser escrita como uma equação diferencial de primeira ordem:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r - \omega_s \quad 8.8$$

Como a potência base da máquina é representada por S_{base} na equação 8.6, torna-se necessário expressar todo o sistema na mesma base, portanto:

$$H_{sist} = H_{máq} \frac{S_{máq}}{S_{sist}}$$

8.2.1 Máquina equivalente

Em um sistema, máquinas ligadas ao mesmo barramento possuem uma diferença desprezível entre seus ângulos internos o que faz com que seja interessante torná-las uma máquina equivalente. Considerando-se as equações de oscilação de cada uma das máquinas:

$$\frac{2H_1}{\omega_0} \frac{d^2\delta_1}{dt^2} = P_{m1} - P_{e1}$$

$$\frac{2H_2}{\omega_0} \frac{d^2\delta_2}{dt^2} = P_{m2} - P_{e2}$$

Subtraindo-se uma da outra e fazendo-se $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$:

$$\frac{d^2\delta_{12}}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2} \left(\frac{P_{m1} - P_{e1}}{H_1} - \frac{P_{m2} - P_{e2}}{H_2} \right)$$

Encontra-se:

$$\frac{2}{\omega_0} \frac{H_1 H_2}{H_1 + H_2} \frac{d^2\delta_{12}}{dt^2} = \frac{H_2(P_{m1} - P_{e1}) - H_1(P_{m2} - P_{e2})}{H_1 + H_2}$$

Então o equivalente é dado por:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e$$

Onde:

$$H = \frac{H_1 H_2}{H_1 + H_2}$$

$$\delta = \delta_{12}$$

$$P_m = \frac{H_2 P_{m1} - H_1 P_{m2}}{H_1 + H_2}$$

$$P_e = \frac{H_2 P_{e1} - H_1 P_{e2}}{H_1 + H_2}$$

8.3 AMORTECIMENTO [7]

Normalmente, tanto as cargas quanto os geradores têm um amortecimento devido às oscilações da frequência do sistema.

Embora não mostrado na Figura 7.1 ou na Figura 7.10, os rotores das máquinas geralmente têm enrolamentos amortecedores, que consistem em barras de cobre, em curto-circuito, através da face do polo, similares às partes de uma "gaiola de esquilo" de um motor de indução. A finalidade do enrolamento amortecedor é reduzir as oscilações mecânicas do rotor sobre a velocidade síncrona, que é determinada pelo número de polos da máquina e da frequência do sistema ao qual a máquina está ligada.

Até agora foi ignorado o efeito amortecedor devido aos geradores e cargas (este último está normalmente presente devido principalmente ao efeito dos motores de indução). Mas, para deixar o sistema com uma resposta mais próxima da realidade, as cargas e os geradores serão considerados sensíveis à variação da frequência. Para pequenas perturbações, esta sensibilidade pode ser representada por um efeito aproximadamente linear, ou seja, quando a frequência aumenta, isto é, quando $d\delta/dt > 0$, a potência exigida pela carga aumenta proporcionalmente. Se $d\delta/dt < 0$ a potência da carga é reduzida na mesma proporção.

Assim, $K_D > 0$ (em $W/(rad/s)$) representa o coeficiente de amortecimento que traduz o efeito combinado do amortecimento intrínseco da própria máquina síncrona e a sensibilidade da carga à frequência. A partir do que foi descrito, considera-se então o conjugado de amortecimento:

$$T_D = \frac{K_D}{\omega_s} \frac{d\delta}{dt}$$

Portanto a soma dos conjugados resulta na equação:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_a = T_m - T_e - T_D$$

Que dá origem à:

$$J\omega_s \frac{d\omega_r}{dt} = P_m - P_e - K_D \frac{d\delta}{dt}$$

De 8.6 e 8.8:

$$\frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \frac{1}{2H} \left[\bar{P}_m - \bar{P}_e - \frac{\omega_s}{S_{base}} K_D (\bar{\omega}_r - 1) \right]$$

Então a constante de amortecimento é dada por:

$$D = \frac{\omega_s}{S_{base}} K_D$$

Então:

$$\frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \frac{1}{2H} [\bar{P}_m - \bar{P}_e - D(\bar{\omega}_r - 1)] \quad 8.9$$

Onde D é o coeficiente de amortecimento e sua unidade é pu (potência) / pu (velocidade).

8.4 MODELO I E MODELO II DE MÁQUINAS SÍNCRONAS

Existem modelos simples e complexos para as máquinas de um sistema. O que as diferenciam é o grau de detalhamento de cada gerador. Neste trabalho, serão apresentados os modelos I e II que são os mais simples [7].

O modelo I de máquina é uma aproximação onde a máquina não possui variação de sua tensão interna E'_f , sendo assim, ela é somente modelada dinamicamente pelas equações 8.8 e 8.9, ou seja, durante as perturbações somente variam seu ângulo interno e sua velocidade angular rotórica.

O modelo II é uma aproximação onde além do ângulo interno e a velocidade rotórica variarem, a tensão interna E'_f também irá variar. Portanto, a dinâmica deste modelo é regido pelas equações 8.1, 8.8 e 8.9

9 CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS

Na seção 8.1 foi desenvolvida a equação 8.4, de potência, que permite a observação da curva de potência-ângulo.

Então, para examinar a estabilidade de um sistema máquina-barra infinita sem resolver as equações diferenciais, foi criado um artifício, o critério das áreas iguais.

A Figura 9.1 mostra um exemplo de sistema no qual existem 3 barramentos, duas máquinas, um transformador e duas linhas de transmissão.

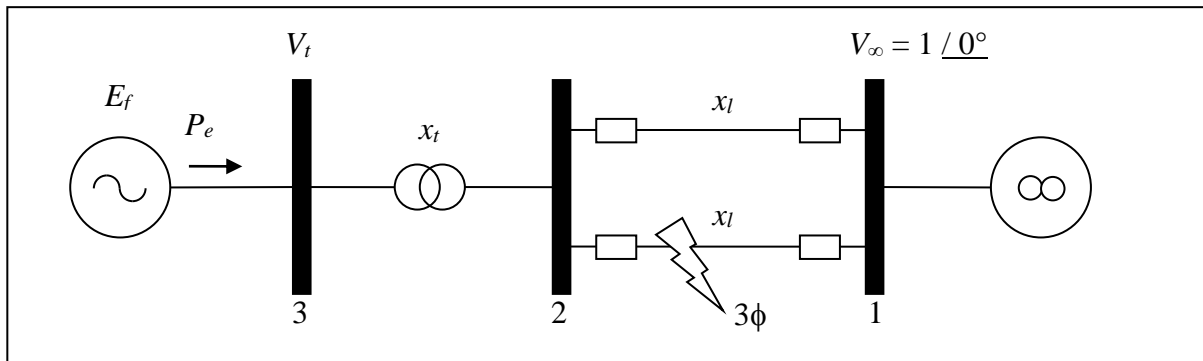


Figura 9.1 - Caso exemplo de três barras, antes do curto

Deseja-se observar os efeitos de um curto-circuito trifásico no meio de uma das linhas de transmissão. Utiliza-se o modelo I de máquina.

Portanto:

i. Antes do curto

Inicialmente o gerador opera na velocidade síncrona, com o ângulo do rotor igual a δ_0 e potência mecânica de entrada P_m igual à potência elétrica de saída P_e .

Para se determinar a equação potência-ângulo, encontra-se a matriz Y_{Barra} , elimina-se a barra 2 e insere-se x'_d do gerador:

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} -j \frac{1}{x'_d + x_t + \frac{x_l}{2}} & j \frac{1}{x'_d + x_t + \frac{x_l}{2}} \\ j \frac{1}{x'_d + x_t + \frac{x_l}{2}} & -j \frac{1}{x'_d + x_t + \frac{x_l}{2}} \end{bmatrix}$$

Então, a equação de potência é dada pela equação 8.4, onde:

$$k'_1 = \frac{E'_f V_\infty}{x_{eq}}$$

$$x_{eq} = x'_d + x_t + \frac{x_l}{2}$$

Para a máquina possuir polos lisos $k'_2 = 0$.

A Figura 9.2 representa a equação encontrada, onde o ponto de máximo da curva é onde $P_e = k'_1$.

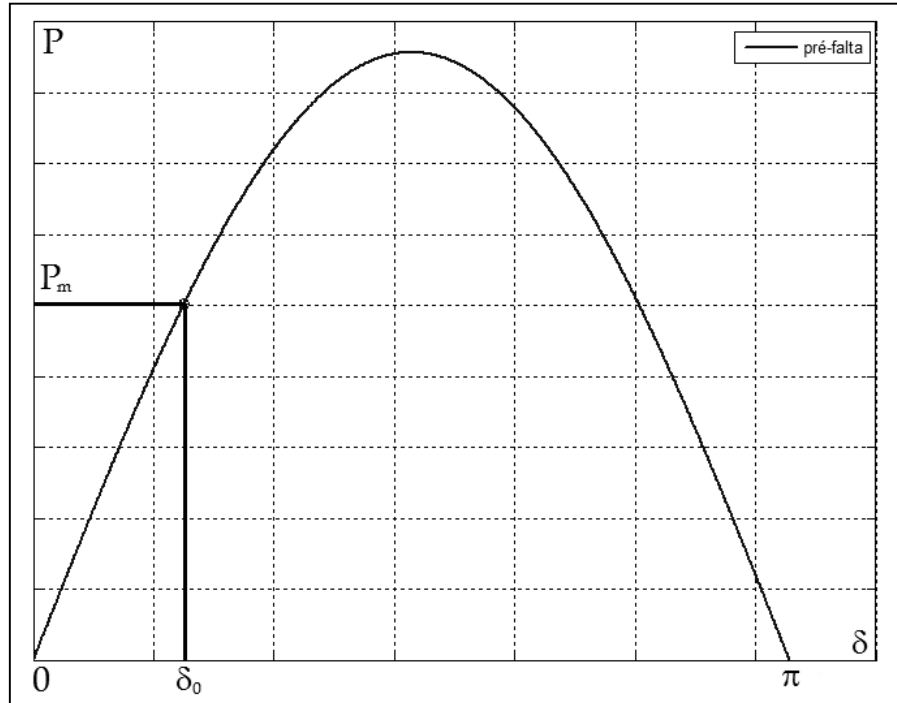


Figura 9.2 - Potência-ângulo, pré-falta

ii. Durante o curto:

Ocorre o curto no meio de uma das linhas de transmissão, como é mostrado na Figura 9.3.

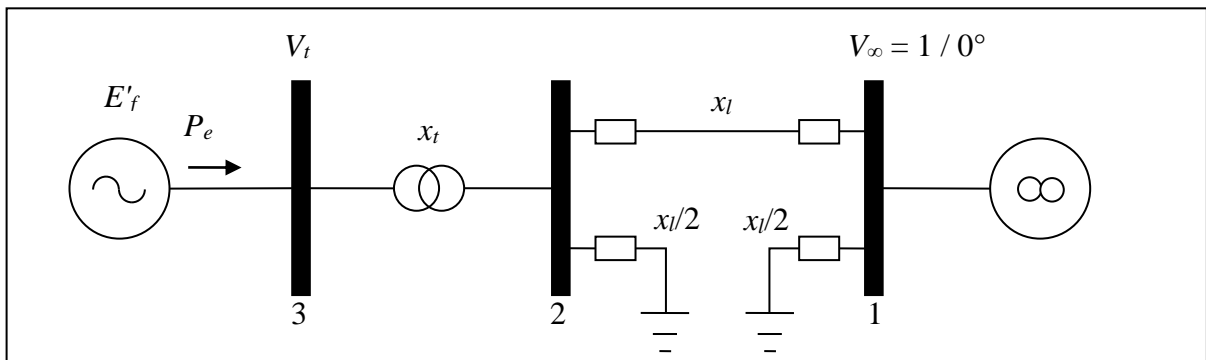


Figura 9.3 - Caso exemplo de três barras, durante o curto

Quando a falta ocorre em $t = 0$, a potência elétrica de saída diminui rapidamente enquanto a potência mecânica fornecida ao rotor permanece constante. A diferença de potência transforma-se em energia cinética do rotor, acelerando-o.

Para se calcular a aceleração do rotor, deve-se utilizar a equação da potência elétrica.

A matriz Y_{Barra} , já com x'_d adicionado:

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} -j \frac{1}{x'_d + x_t} & j \frac{1}{x'_d + x_t} & 0 \\ j \frac{1}{x'_d + x_t} & -j \frac{3}{x_l} - j \frac{1}{x'_d + x_t} & j \frac{1}{x_l} \\ 0 & j \frac{1}{x_l} & -j \frac{3}{x_l} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{12} & -y_{12} & 0 \\ -y_{12} & y_{12} + 3y_{23} & -y_{23} \\ 0 & -y_{23} & 3y_{23} \end{bmatrix}$$

Aplicando-se a redução de Kron na barra 2:

$$Y'_{barra} = \begin{bmatrix} \frac{3y_{12}y_{23}}{y_{12} + 3y_{23}} & -\frac{y_{23} \times y_{12}}{y_{12} + 3y_{23}} \\ -\frac{y_{21} \times y_{32}}{y_{12} + 3y_{23}} & \frac{3y_{23}y_{12} - 8y_{23}^2}{y_{12} + 3y_{23}} \end{bmatrix}$$

Portanto, pela equação 8.4:

$$P_e = E'_f V_\infty \times \frac{1}{3} \left(-\frac{3y_{23} \times y_{12}}{y_{12} + 3y_{23}} \right) \times \text{sen}(\delta)$$

$$P_e = \frac{1}{3} \times \frac{E'_f V_\infty}{x'_d + x_t + \frac{x_l}{3}} \text{sen}(\delta)$$

Então a equação 8.7 revela que a aceleração do rotor é positiva, pois durante a falta, $P_e < P_m$. Isto significa que até o instante t_f , em que a falta é eliminada, o ângulo interno e a velocidade do rotor aumentarão.

iii. Abertura da linha

A atuação do disjuntor abre a linha de transmissão. Este instante é o tempo de eliminação de falta e o estado do circuito pode ser observado na Figura 9.4.

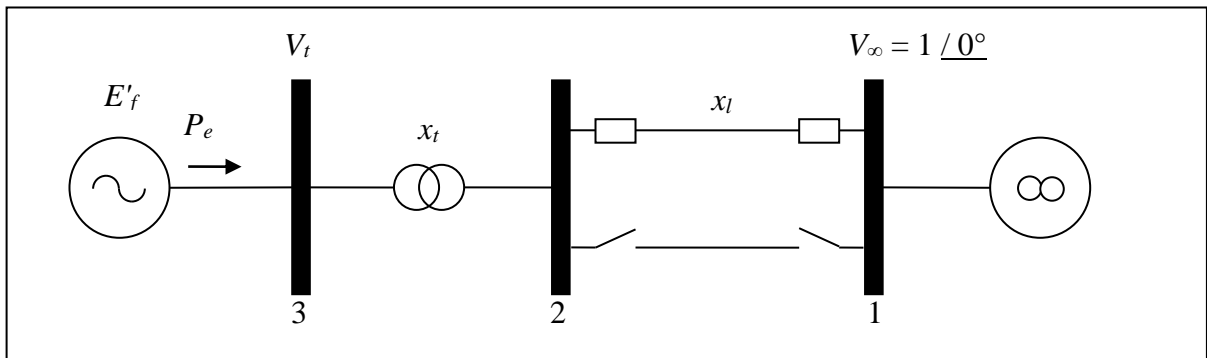


Figura 9.4 - Caso exemplo de três barras, após o curto

Neste momento o rotor está acima da velocidade síncrona, mas o novo estado da rede muda a equação de P_e , o que é observado encontrando-se a matriz Y_{Barra} , eliminando-se a barra 2 e inserindo-se x_d do gerador:

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} -j \frac{1}{x'_d + x_t + x_l} & j \frac{1}{x'_d + x_t + x_l} \\ j \frac{1}{x'_d + x_t + x_l} & -j \frac{1}{x'_d + x_t + x_l} \end{bmatrix}$$

Então, de acordo com a equação 8.4:

$$P_1 = \frac{E'_f V_\infty}{x_{eq}} \text{sen}(\delta)$$

Onde:

$$x_{eq} = x'_d + x_t + x_l,$$

A Figura 9.5 mostra os três gráficos de potência-ângulo encontrados:

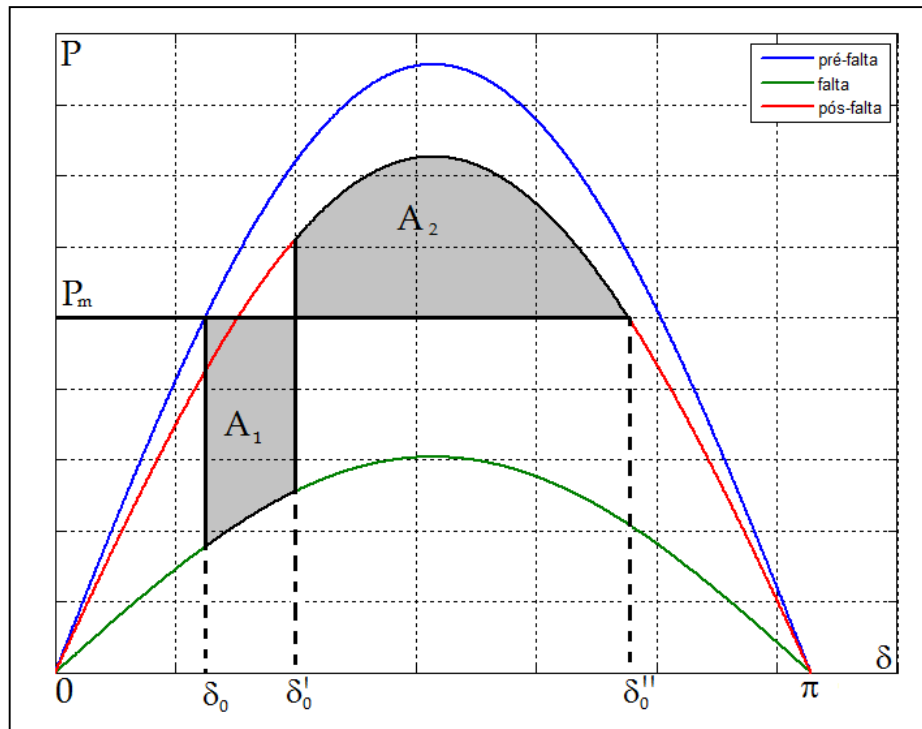


Figura 9.5 - Gráficos de potência-ângulo nos três estágios do caso exemplo

Onde:

δ_0 é o ângulo do rotor no momento em que a falta é eliminada,

δ'_0 é o ângulo interno máximo do rotor em que este pode chegar sem recommear a acelerar.

Entre δ_0 e δ'_0 , $P_e > P_m$, portanto, o rotor está acelerando. Entre δ'_0 e δ''_0 , $P_e < P_m$, o rotor está freando e após δ''_0 , $P_e > P_m$, o rotor está acelerando.

Da equação 8.7:

$$\frac{1}{2H} (\overline{P}_m - \overline{P}_e) = \frac{d^2 \delta}{dt^2}$$

$$\frac{1}{2H} (\overline{P}_m - \overline{P}_e) \frac{d\delta}{dt} = \frac{d^2 \delta}{dt^2} \frac{d\delta}{dt} = \frac{1}{2} \frac{d}{dt} \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2$$

Assim pode-se deduzir que:

$$\int_{\delta_0}^{\delta''_0} (\overline{P}_m - \overline{P}_e) d\delta = \frac{1}{2} \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 = \frac{\omega_s^2}{2} (\overline{\omega}_r - 1)^2$$

Portanto, para ser estável, o sistema tem que voltar a ter $\omega_r = \omega_s$:

$$\int_{\delta_0}^{\delta''_0} (\overline{P}_m - \overline{P}_e) d\delta = 0$$

Isto implica em que, no sistema representado pela Figura 9.5, as áreas de aceleração (A_1) e frenagem (A_2) sejam iguais.

$$\int_{\delta_0}^{\delta'_0} (\overline{P}_m - \overline{P}_e) d\delta + \int_{\delta'_0}^{\delta''_0} (\overline{P}_m - \overline{P}_e) d\delta = A_1 - A_2 = 0 \quad 9.1$$

10 ÂNGULO CRÍTICO E TEMPO CRÍTICO DE ABERTURA

O critério das áreas iguais pode ser adotado para encontrar o ângulo interno máximo que a máquina pode chegar e, em consequência, o tempo máximo de duração da falta, sabendo-se que após a eliminação da falta, o sistema será estável.

Para isto utiliza-se o caso máquina-barra infinita, onde um curto-circuito trifásico ocorre em uma das linhas em paralelo, próximo à barra terminal da máquina. Quando o curto é eliminado, a linha é aberta. A seguir o diagrama:

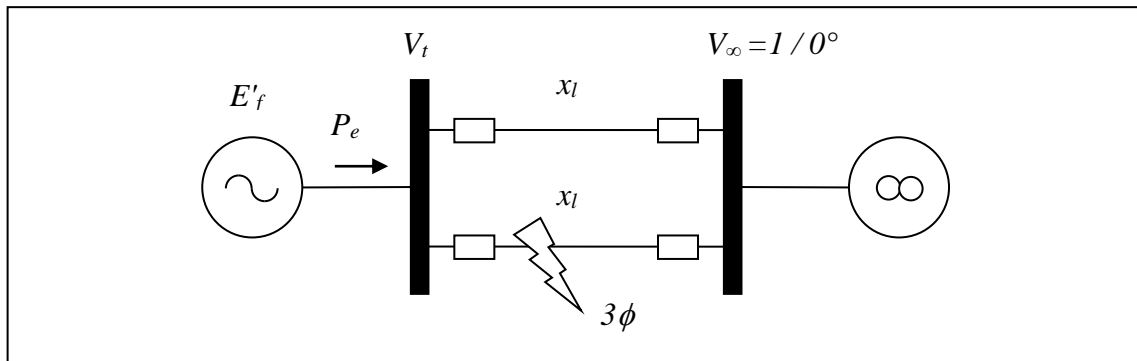


Figura 10.1 - Diagrama do exemplo máquina - barra infinita

É considerado que antes do curto havia o despacho da potência P_e , o gerador possuía tensão interna $E'_f / \underline{\delta}$ e tensão terminal V_t .

O desenvolvimento a seguir só é válido para casos em que durante o curto-circuito a potência elétrica é igual a zero e a potência mecânica é constante. Então:

$$\frac{d\overline{\omega_r}}{dt} = \frac{1}{2H} (\overline{P_m} - \overline{P_e}) = \frac{\overline{P_m}}{2H}$$

$$\overline{\omega_r}(t) = \frac{\overline{P_m}}{2H} t + K_\omega$$

Como antes do curto a velocidade angular do rotor é igual à velocidade síncrona:

$$\overline{\omega_r}(t) = \frac{\overline{P_m}}{2H} t + 1 \quad 10.1$$

Da equação 8.8:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_s (\overline{\omega_r} - 1)$$

$$\delta(t) = \frac{\omega_s \overline{P_m}}{4H} t^2 + K_\delta$$

Observa-se que a constante é dada pelo ângulo interno inicial δ_0 :

$$\delta(t) = \frac{\omega_s \overline{P_m}}{4H} t^2 + \delta_0 \quad 10.2$$

Pelo critério das áreas iguais, pode-se calcular o valor crítico do ângulo interno da máquina:

$$\underbrace{\int_{\delta_0}^{\delta_{crit}} (\overline{P_m} - \overline{P_e}) d\delta}_{\text{Durante a falta.}} = \underbrace{\int_{\delta_{crit}}^{\delta_0''} (\overline{P_e} - \overline{P_m}) d\delta}_{\text{Após a eliminação da falta.}}$$

Como durante a falta $P_e = 0$:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{crit}} (\overline{P_m} - \overline{P_e}) d\delta = \overline{P_m}(\delta_{crit} - \delta_0)$$

Após a falta a linha se abre e a potência elétrica é dada por:

$$\overline{P_e} = \frac{E_f' V_\infty}{x_d' + x_l} \text{sen}(\delta) = k_1' \text{sen}(\delta)$$

Portanto:

$$\int_{\delta_{crit}}^{\delta_0''} [k_1' \text{sen}(\delta) - \overline{P_m}] d\delta = \overline{P_m}(\delta_{crit} - \delta_0'') - k_1' [\cos(\delta_0'') - \cos(\delta_{crit})]$$

Então, pelo critério das áreas iguais:

$$\overline{P_m}(\delta_{crit} - \delta_0'') - k_1' [\cos(\delta_0'') - \cos(\delta_{crit})] = \overline{P_m}(\delta_{crit} - \delta_0)$$

Assim chega-se ao resultado:

$$\cos(\delta_{crit}) = \cos(\delta_0'') + \frac{\overline{P_m}}{k_1'} (\delta_0'' - \delta_0) \quad 10.3$$

Então é possível calcular o tempo crítico de falta utilizando-se a equação 10.2:

$$t_{crit} = \sqrt{\frac{4H(\delta_{crit} - \delta_0)}{\omega_s \overline{P_m}}}$$

11 MEDIDAS PARA ESTABILIZAÇÃO [7]

Existem medidas que podem ser tomadas para ajudar na estabilidade da máquina e do sistema, nem todas essas medidas são viáveis, mas serão discutidas neste tópico.

Quando se observa o critério das áreas iguais, nota-se, como exemplificado na Figura 9.5, que a área de aceleração A_1 é o resultado da integral da equação 9.1 entre os ângulos δ_0 e δ_0' . Para uma maior estabilidade é necessário reduzir A_1 , ou aumentar A_2 .

Como a curva potência-ângulo é dada por:

$$P_e = \frac{V_\infty E'_f}{x'_d + x_{eq}} \text{sen}(\delta) - \frac{V_\infty^2}{2} \frac{(x_q - x'_d)}{(x'_d + x_{eq})(x_q + x_{eq})} \text{sen}(2\delta).$$

Esta equação é a equação 8.4 adaptada ao caso máquina-barras infinita. Observa-se que a potência máxima depende da tensão interna da máquina, E'_f , da impedância equivalente do sistema, x_{eq} e de outros parâmetros que também podem ser modificados para ajudar na estabilidade do sistema. Assim, as medidas possíveis para aumentar a estabilidade do sistema serão descritas a seguir.

11.1 REDUÇÃO DO DESPACHO DE GERAÇÃO

Reduzir o despacho de geração não é uma medida economicamente viável, pois está diretamente ligada ao faturamento da empresa geradora de energia.

Ter o despacho reduzido significa ter uma potência elétrica inicial reduzida. Como antes do curto-circuito a potência elétrica é igual à potência mecânica, esta medida, então significaria reduzir a área A_1 na Figura 9.5, pois P_m seria menor.

11.2 UTILIZAR DISJUNTORES MAIS RÁPIDOS

A redução do tempo de atuação do disjuntor representa o tempo de eliminação da falta. Durante a falta o gerador tende a acelerar, ou seja, seu ângulo interno tende a aumentar, com o passar do tempo.

Quando a falta é eliminada o gerador está acelerado e possui um ângulo interno δ_0 . Portanto, como se pode observar na Figura 9.5, quanto menor o valor do ângulo interno do gerador no momento em que a falta é eliminada, mais rápida foi a ação do disjuntor e menor é a área de aceleração A_1 .

11.3 CORTE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO

Durante a falta a queda da potência elétrica do gerador faz com que este acelere, de acordo com a equação 8.7. Quando a falta é eliminada a potência elétrica aumenta e assim o gerador começa a frear. Quando se elimina um gerador do sistema, observa-se que as cargas do sistema deverão ser alimentadas pelos geradores restantes. Portanto, essa exigência de maior potência faz com que os geradores restantes do sistema tenham que gerar uma potência elétrica maior e, de acordo com a equação 8.7, a desaceleração dos geradores será maior.

Portanto é possível aumentar a estabilidade cortando geradores do sistema. Isto pode ser feito pela abertura de linhas de transmissão específicas.

11.4 RELIGAMENTO AUTOMÁTICO

Como mostrado na Figura 9.5, normalmente quando a falta é eliminada, a curva potência ângulo do gerador no pós-falta é a curva vermelha, pois uma das linhas do sistema se abriu e aumentou a impedância x_{eq} , o que reduz a potência máxima que o gerador pode fornecer ao sistema. Mas, quando há o religamento da linha de transmissão, a curva pós-falta voltaria a ser a curva azul, portanto, a área de desaceleração A_2 seria maior e o sistema seria mais estável.

Este é um método já utilizado, onde os disjuntores desligam a linha para verificar se a falta se extingue naturalmente e a religam após alguns ciclos e verificam se o curto foi eliminado. Pode ser necessário tentar o religamento mais de uma vez até que o curto-circuito seja extinto.

Caso o curto-circuito não tenha sido extinto e o religamento seja feito, isto pode causar um efeito inverso ao desejado, fazendo com que os geradores acelerem ainda mais durante o religamento.

11.5 OPERAÇÃO INICIAL SOBRE-EXCITADA

Quando um gerador está sobre-excitado, sua tensão interna (E'_f) é maior. Assim, há um decréscimo na área A_1 e um acréscimo na área A_2 , o que fará com que a frenagem seja maior, aumentando assim a estabilidade do sistema.

11.6 SISTEMA DE EXCITAÇÃO RÁPIDO

Neste trabalho, o sistema de excitação considerado pode ser representado por uma bateria com tensão constante. Mas existe a possibilidade de usar um retificador para gerar a tensão contínua para alimentar o circuito de campo da máquina. Assim, controlando-se o ângulo de disparo na conversão CA/CC, pode-se obter tensões de campo maiores ou menores. Ou seja, quando há uma falta, é possível aumentar o valor da tensão interna, E'_f , aumentando-se a tensão de campo no sistema de excitação, tal como a equação 8.1 demonstra. Nesta equação v'_f é a tensão do campo referida à armadura. Portanto, se este termo aumentar, a derivada da tensão interna terá um resultado positivo, indicando assim um acréscimo no seu valor. Então, por consequência, a área A_2 aumentará graças ao aumento da tensão E'_f .

11.7 REFORÇO DA REDE ELÉTRICA

A rede elétrica é dita forte quando existem muitas linhas de transmissão em paralelo. Portanto, quanto mais linhas em paralelo, menor será o termo x_{eq} e assim a potência máxima será maior, aumentando consideravelmente a área A_2 de frenagem.

11.8 COMPENSAÇÃO SÉRIE DE LINHA DE TRANSMISSÃO

Quando uma linha recebe a compensação série, são instalados bancos de capacitores em série com a linha ao longo desta. Isto gera um efeito de reduzir a impedância da linha. Portanto, observa-se que x_{eq} será reduzido se for introduzida a compensação série em algumas linhas de transmissão.

12 MÉTODO TRAPEZOIDAL IMPLÍCITO [4]

Este método foi utilizado no programa por ser um método de fácil implementação e porque possui um erro pequeno em relação a outros métodos como o método de Euler [4], que é um método explícito.

Métodos explícitos utilizam a derivada da função no ponto $t = t_0$, enquanto os métodos implícitos utilizam a derivada nos pontos $t = t_0$ e $t = t_0 + \Delta t$, o que diminui o erro destes métodos.

12.1 INTRODUÇÃO AO MÉTODO

Considere a equação diferencial 12.1, da qual se deseja obter a solução no instante t_{n+1} a partir de sua solução conhecida no instante t_n .

$$\frac{dy}{dt} = f(y, t) \quad 12.1$$

Integrando-se a equação 12.1 no intervalo t_n a t_{n+1} , obtém-se:

$$y_{n+1} = y_n + \int_{t_n}^{t_{n+1}} f(y, \tau) d\tau \quad 12.2$$

A integral da equação 12.2 pode ser aproximada por:

$$\int_{t_n}^{t_{n+1}} f(y, \tau) d\tau \cong \frac{f(y_{n+1}, t_{n+1}) + f(y_n, t_n)}{2} \Delta t \quad 12.3$$

Onde $\Delta t = t_{n+1} - t_n$.

Das equações 12.2 e 12.3 tem-se:

$$y_{n+1} = y_n + \frac{f(y_{n+1}, t_{n+1}) + f(y_n, t_n)}{2} \Delta t \quad 12.4$$

Os métodos de integração usam uma interpolação de funções para uma expressão sob uma integral. A interpolação é resultante do fato que a função derivada só é conhecida exatamente no instante de convergência do ponto que está sendo obtido.

A aplicação desse método de solução numérica de equações diferenciais sempre resulta em uma equação algébrica que depende do seu resultado anterior, ou seja, trata-se de equações algébricas recursivas. As equações algébricas recursivas são chamadas equações de diferenças (uma analogia às equações diferenciais). Assim, um sistema de equações

diferenciais transformado em um sistema algébrico, pode ser resolvido simultaneamente, o que torna os métodos implícitos muitas vezes mais adequados do que os métodos explícitos.

12.2 AJUSTANDO O MÉTODO PARA A SOLUÇÃO DAS EQUAÇÕES DIFERENCIAIS DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

A partir das equações 8.1, 8.8 e 8.9 e da consideração de que a potência mecânica (P_m) e a excitação do sistema de excitação (v_f') serão mantidas constantes, é possível montar o sistema matricial de equações:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \frac{d\delta}{dt} \\ \frac{d\omega_r}{dt} \\ \frac{dE_f'}{dt} \end{bmatrix}}_{\underline{\dot{y}}} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & \omega_s & 0 \\ 0 & -\frac{D}{2H} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{T'_{d0}} \end{bmatrix}}_A \underbrace{\begin{bmatrix} \delta \\ \omega_r \\ E_f' \end{bmatrix}}_{\underline{y}} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{\overline{P_e}}{2H} \\ -\frac{1}{T'_{d0}}(x_d - x'_d)I_d \end{bmatrix}}_{\underline{x}} + \underbrace{\begin{bmatrix} -\omega_s \\ \frac{1}{2H}(\overline{P_m} + D) \\ \frac{1}{T'_{d0}}v_f' \end{bmatrix}}_{\underline{c}}$$

Que pode ser representado pelo sistema:

$$\underline{\dot{y}} = A\underline{y} + \underline{x} + \underline{c} \quad 12.5$$

Onde:

A é a matriz de constantes que relaciona a derivada de um estado do sistema com os demais estados do próprio sistema.

\underline{y} é o vetor de estados do sistema.

\underline{x} é o vetor de não linearidades dependente do estado do sistema e do tempo.

\underline{c} é o vetor de constantes do sistema.

Como:

$$\underline{y}_n = \underline{y}(t)$$

$$\underline{y}_{n+1} = \underline{y}(t + \Delta t)$$

De 12.1, 12.4 e 12.5:

$$\underline{y}(t + \Delta t) = \underline{y}(t) + \frac{\Delta t}{2} \left\{ \left[A\underline{y}(t) + \underline{x}(t) + \underline{c} \right] + \left[A\underline{y}(t + \Delta t) + \underline{x}(t + \Delta t) + \underline{c} \right] \right\}$$

Após manipulações algébricas:

$$\underbrace{\left(I - \frac{\Delta t}{2} A \right)}_{A_1} \underline{y}(t + \Delta t) - \frac{\Delta t}{2} \underline{x}(t + \Delta t) = \underbrace{\left(I + \frac{\Delta t}{2} A \right)}_{A_2} \underline{y}(t) + \frac{\Delta t}{2} (\underline{x}(t) + 2\underline{c})$$

$$A_1 = \left(I - \frac{\Delta t}{2} A\right) = \begin{bmatrix} 1 & -\omega_s \Delta t & 0 \\ 0 & 1 + \frac{D\Delta t}{2H} & 0 \\ 0 & 0 & 1 + \frac{\Delta t}{T'_{d0}} \end{bmatrix}$$

$$A_2 = \left(I + \frac{\Delta t}{2} A\right) = \begin{bmatrix} 1 & \omega_s \Delta t & 0 \\ 0 & 1 - \frac{D\Delta t}{2H} & 0 \\ 0 & 0 & 1 - \frac{\Delta t}{T'_{d0}} \end{bmatrix}$$

Então, finalmente encontra-se o sistema a ser resolvido:

$$\underline{y}(t + \Delta t) - A_1^{-1} \frac{\Delta t}{2} \underline{x}(t + \Delta t) = A_1^{-1} A_2 \underline{y}(t) + A_1^{-1} \frac{\Delta t}{2} [\underline{x}(t) + 2\underline{c}] \quad 12.6$$

Para se resolver este sistema, a solução deve ser numérica e deve ser tal que:

$$\max \left\{ \left| \underline{y}(t + \Delta t) - A_1^{-1} \frac{\Delta t}{2} \underline{x}(t + \Delta t) - A_1^{-1} A_2 \underline{y}(t) - A_1^{-1} \frac{\Delta t}{2} [\underline{x}(t) + 2\underline{c}] \right| \right\} \leq \varepsilon$$

Portanto, este foi o método utilizado no programa computacional desenvolvido.

13 O PROGRAMA DESENVOLVIDO

13.1 FLUXOGRAMAS DO PROGRAMA

O fluxograma da Figura 13.1 apresenta as atividades do programa criado, desde a inserção de dados até a obtenção dos resultados. Os blocos relativos ao fluxo de potência e à dinâmica do sistema têm seus fluxogramas apresentados na Figura 13.2 e na Figura 13.3, respectivamente.

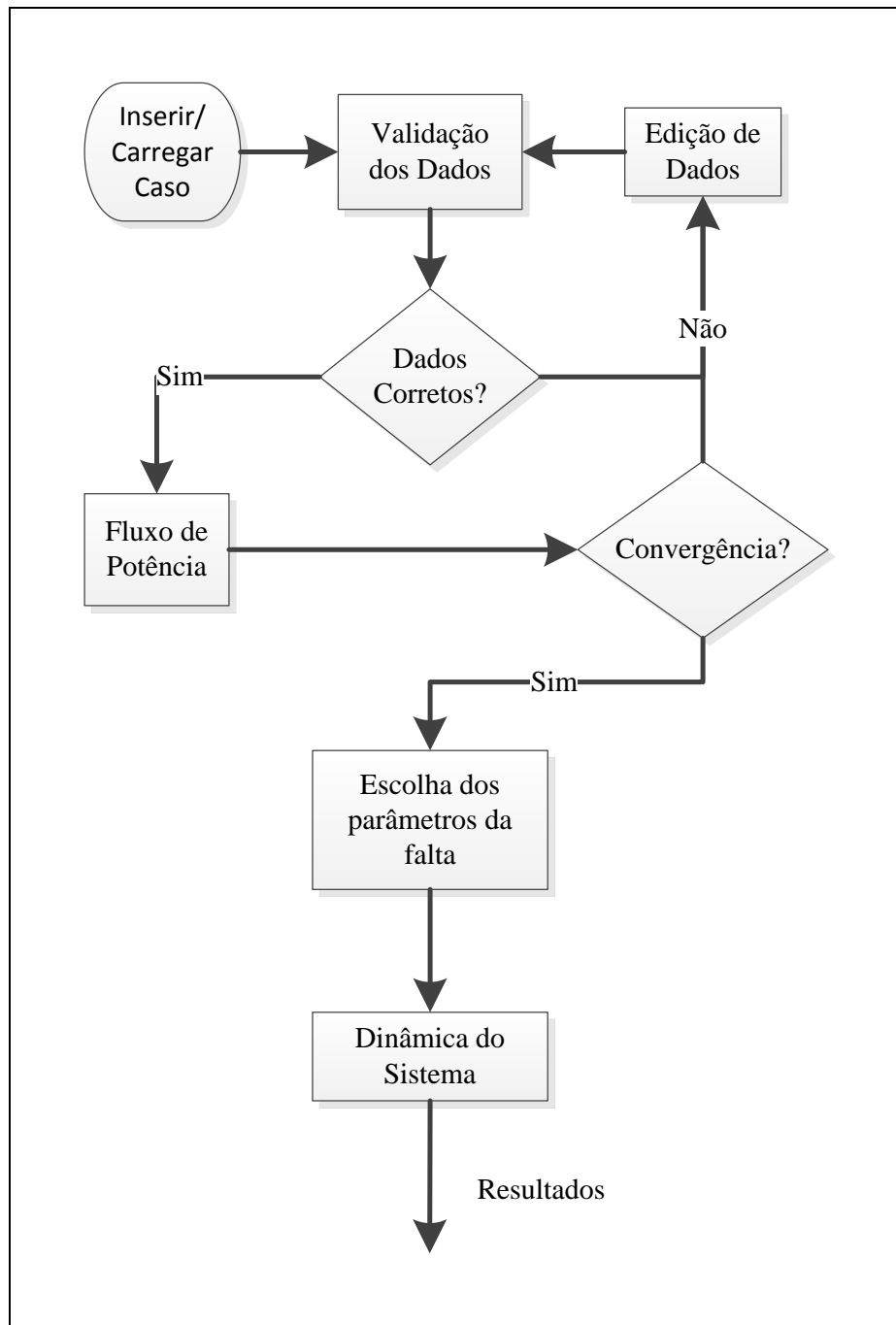


Figura 13.1 - Fluxograma do programa desenvolvido

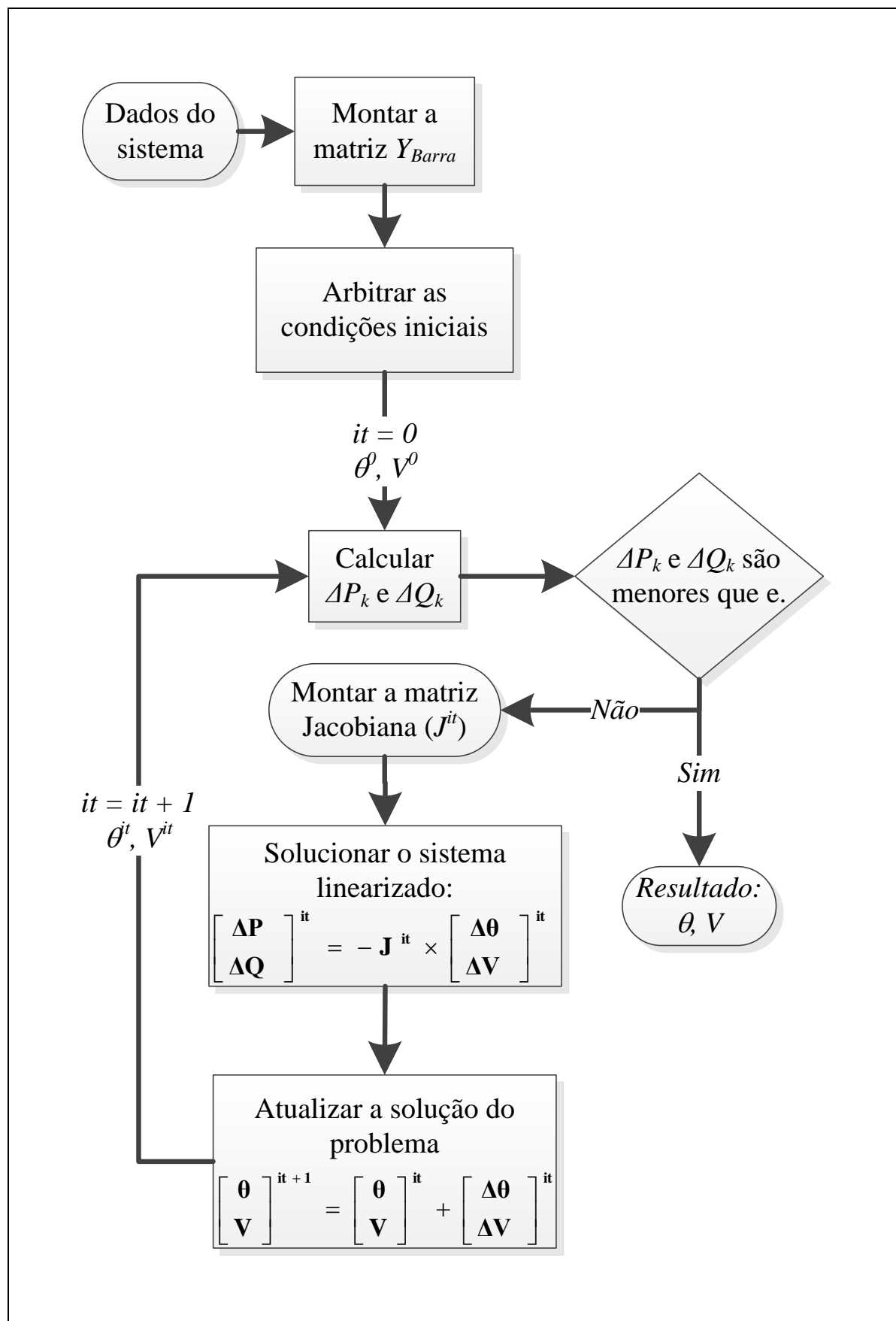


Figura 13.2 - Fluxograma do Fluxo de Potência

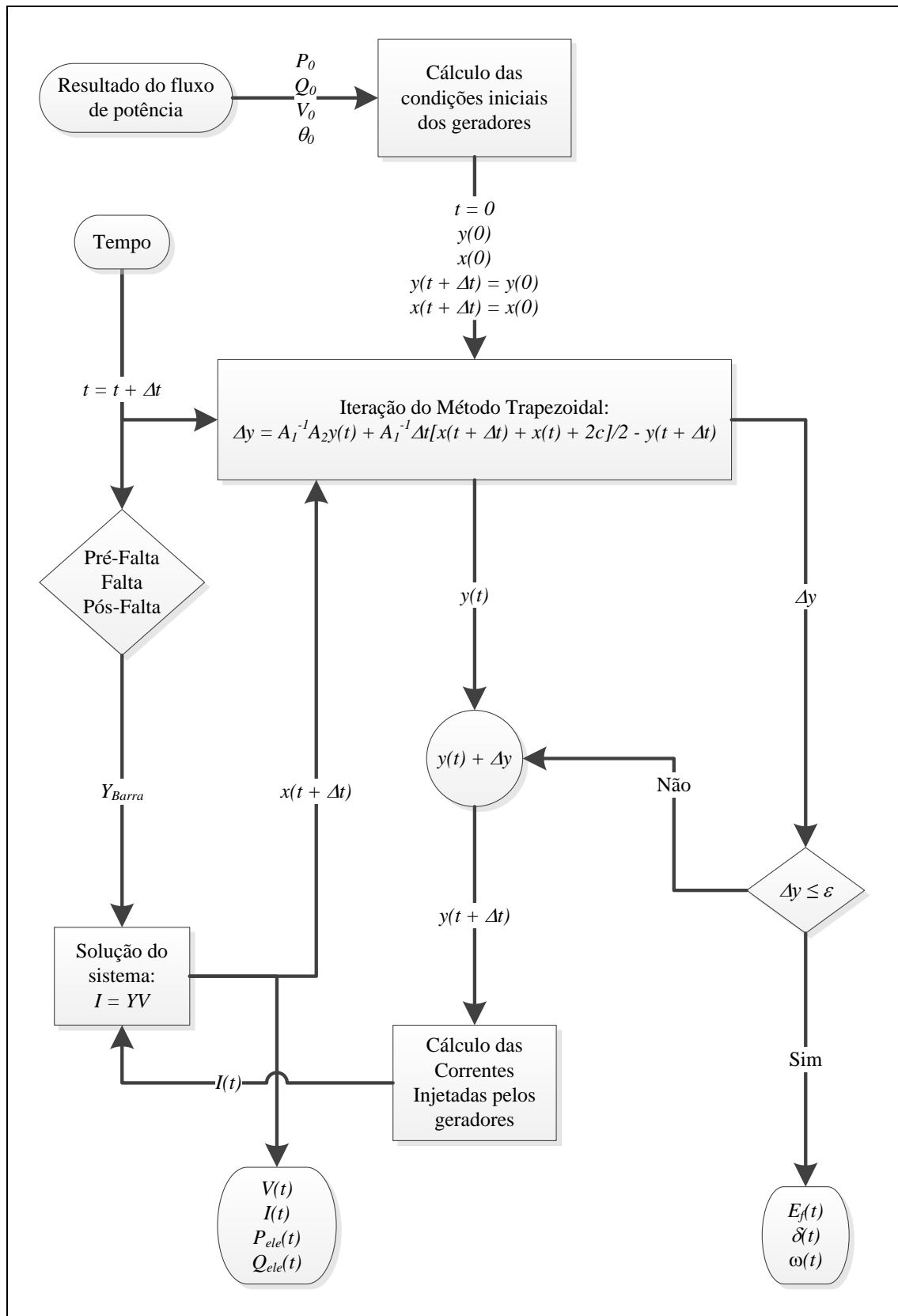


Figura 13.3 - Solução da Dinâmica do Sistema

13.2 AMBIENTAÇÃO AO PROGRAMA

O programa foi criado dentro do ambiente do Matlab®, de modo que sua interface com o usuário consiste de algumas telas principais que aqui serão explicadas.

A tela inicial é mostrada na Figura 13.4, e tem como opções carregar um caso, inserir um novo caso ou sair e apagar a memória que o programa usou. Também existe uma caixa para marcar se o programa deverá ler os dados utilizando a opção "Flat start" que inicializa os cálculos do fluxo de potência com todas as tensões das barras PQ em $1\ pu$ e os ângulos das barras PQ e PV em 0° .

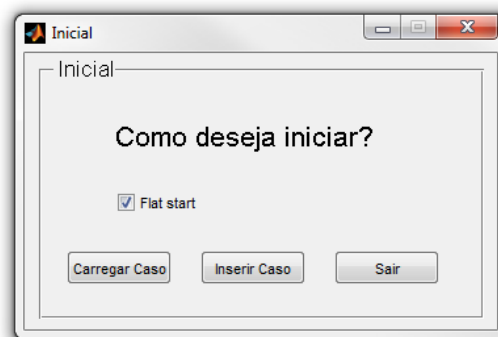


Figura 13.4 - Tela inicial

Quando se carrega um caso ou se inicia um novo caso, surge uma janela onde se definem as bases de potência e de frequência, como é mostrado na Figura 13.5.

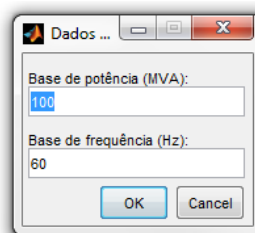


Figura 13.5 - Bases do sistema

Após esta tela, quando se está carregando um caso, surge então uma janela onde se pode percorrer as pastas do computador a procura de um arquivo .xls ou .pwf, onde o primeiro é gerado quando se salva os dados do caso por intermédio deste programa, e o segundo é gerado pelo programa ANAREDE®.

Quando um arquivo .xls é carregado, este já contém todos os dados da rede e os dados dinâmicos do gerador. Caso o arquivo escolhido esteja no formato .pwf, os dados dinâmicos devem ser posteriormente inseridos nos dados de geradores.

Após escolher o arquivo a ser aberto, surge uma nova janela que pode ser visualizada na Figura 13.6. Nesta janela existem dois painéis. No primeiro, dos dados, existem as opções de visualizar e editar os dados de barras, de linhas e de geradores. É possível, também, após a execução do fluxo de potência, se observar os diagramas fasoriais dos geradores e salvar as modificações feitas em um arquivo .xls.

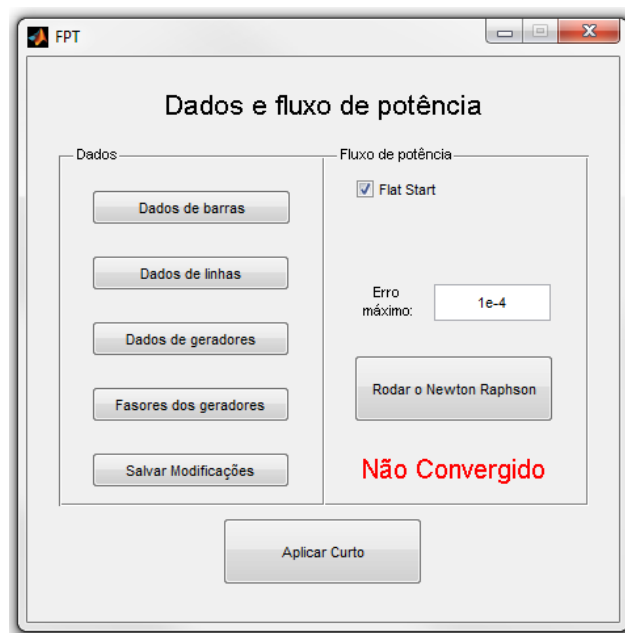


Figura 13.6 - Dados e Fluxo de potência

No painel do fluxo de potência, é possível escolher a opção "Flat start". Em seguida, pode-se especificar o erro máximo de potência para a convergência do método.

Resolve-se então o fluxo de potência pelo método Newton-Raphson e, caso este obtenha convergência, será apresentada uma caixa de diálogo informando que o método convergiu e o número de iterações utilizadas. Após pressionar-se o botão ok, o estado muda de não convergiado para convergiado.

Quando se edita os dados de barras, linhas ou geradores, a janela exibida será respectivamente a da Figura 13.7, da Figura 13.8 e da Figura 13.9.

Nestas janelas, é possível adicionar ou remover barras, linhas ou geradores. Depois de feitas as modificações, é possível salvar os dados ou descartá-los.

Barra

Dados de barras

	nb	Estado	Gerador?	Tipo	V(pu)	Ang(°)
1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2	1	0
2	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0.9930	11.3840
3	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1	15.4264

+ Barra - Barra Salvar Cancelar

Figura 13.7 - Editar dados de barras

Linha

Dados de linhas

	De	Para	Circuito	Estado	R%	X%
1	1	2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	0	56.0000
2	1	2	2	<input checked="" type="checkbox"/>	0	56.0000
3	3	2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	0	10

+ Linha - Linha Salvar Cancelar

Figura 13.8 - Editar dados de linhas



Figura 13.9 - Editar dados de geradores

Depois de convergido o fluxo de potência, é possível aplicar o curto-circuito utilizando o botão "Aplicar Curto" da Figura 13.6. Em seguida, será aberta a janela da Figura 13.10.

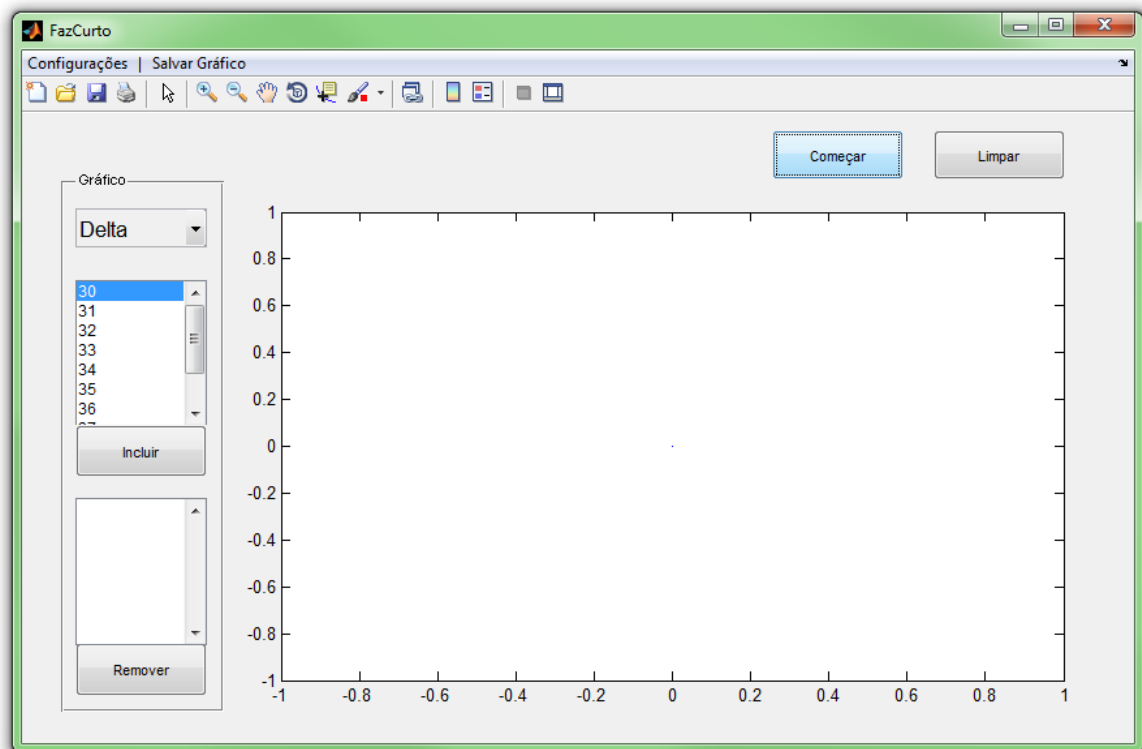


Figura 13.10 - Tela de curto-circuito

Deve-se então configurar, através do menu "Configurações → Tempo", o tempo máximo de análise e o passo de integração, que possuem valores padrões de 10s e 0,005s, respectivamente.

Agora é possível configurar o curto-circuito através do botão "Configurações → Preferências de Falta", a partir do qual o programa exibe a janela da Figura 13.11. Nesta janela, no painel dos dados do curto, escolhe-se, através de uma lista, a barra “de” e a barra “para” do elemento onde ocorrerá o curto. O campo "Linhas em paralelo:" e o painel "Ilhamento(s) Encontrado(s)" são automaticamente atualizados para informar ao usuário, respectivamente, quantas linhas em paralelo existem em relação à linha em curto e quais barras estão sendo ilhadas devido ao curto.

Também é possível escolher em que ponto da linha de transmissão ocorre o curto-circuito. Este ponto varia de 5% até 95% da linha. E, por último, é necessário escolher o tempo de duração de falta, desde o início do curto ao instante em que o disjuntor abre.

No painel de ilhamentos, é possível observar que quando nenhuma barra está ilhada, este painel mostrará o número 0. Caso alguma barra com geração esteja ilhada, o número da barra será exibido seguido de um asterisco.

Nesta janela, deve-se ainda configurar o tempo em que ocorrerá a falta, o tempo de abertura dos disjuntores e, caso haja religamento, o tempo de religamento dos disjuntores.

A janela "PrefCurto" apresenta os seguintes campos e configurações:

Dados do Curto		
Barra de	Barra para	Linhas em paralelo:
39	29	1
Ponto da linha	5	%
Aplicação da Falta	0.1	segundos
Abertura dos Disjuntores	0.2	segundos
<input type="checkbox"/> Religamento automático da linha		
Religamento dos Disjuntores	0.3	segundos

Ilhamento(s) Encontrado(s):
Barras: 39*

* Barra com geração

OK

Figura 13.11 - Configurações do curto-circuito

Com o curto-circuito configurado, é possível agora clicar no botão “Começar” (na Figura 13.10) para que os cálculos sejam realizados. Aparecerá então uma barra de progresso que será fechada quando os cálculos estiverem concluídos. Então, utiliza-se o painel "Gráfico" para criar gráficos a partir da seleção das seguintes variáveis dos geradores:

- Delta (δ) - Ângulo interno do gerador, em graus, em relação à barra swing;
- $w (\overline{\omega_r})$ - Velocidade angular, em pu;
- Pele ($\overline{P_e}$) - Potência elétrica gerada, em pu, na base do sistema;
- $E_f (E_f')$ - Tensão interna do gerado, em pu.

O botão "Limpar" apaga o gráfico e as variáveis anteriormente selecionadas. O botão "Salvar" abre uma nova figura e adiciona os dados a serem impressos e, pelo editor de gráficos do Matlab®, pode-se editá-los e salvá-los no formato desejado.

14 RESULTADOS OBTIDOS

As simulações efetuadas, baseadas na modelagem dos equipamentos definidos anteriormente, são descritas neste tópico. Para a verificação da estabilidade, a falta padrão simulada é um curto-circuito trifásico.

A eliminação da falta é dada pela atuação dos disjuntores, mas os disjuntores não atuam instantaneamente, isto é, passam alguns ciclos entre o instante em que ocorre o curto circuito e a extinção completa do arco. Este tempo é composto basicamente por:

- i. Tempo para que o relé detecte o defeito e feche os contatos.
- ii. Tempo para que haja o destravamento do mecanismo de acionamento, pela bobina de disparo.
- iii. Tempo para que ocorra a abertura dos contatos.
- iv. Tempo de extinção completa do arco.

Nas simulações, o referido tempo de eliminação de falta será considerado a soma desses tempos.

Primeiro será discutido como encontrar o tempo crítico e o ângulo crítico para um sistema máquina-barra infinita.

Em seguida, será apresentado um sistema multimáquinas onde se verificará a estabilidade do sistema para um tempo de eliminação de falta definido. Para este sistema, as simulações são estabelecidas para comprovar o efeito das medidas para aumento do seu grau de estabilidade, como discutido no tópico 11 deste trabalho.

Por último, utilizando-se o sistema multimáquinas, os geradores serão representados pelo modelo I, e depois pelo modelo II. Os resultados são comparados para demonstrar o efeito da utilização do modelo II.

14.1 SISTEMA MÁQUINA - BARRA INFINITA (ANEXO A)

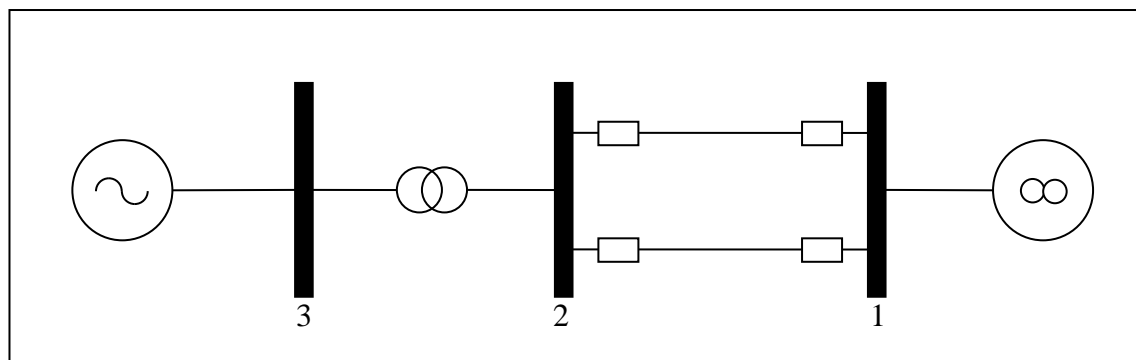


Figura 14.1 - Diagrama unifilar do sistema Máquina - Barra Infinita

Aplica-se um curto-circuito trifásico nas proximidades da barra 2, fazendo com que, neste caso, durante o curto, a potência elétrica vá à zero fazendo o gerador acelerar de acordo com as equações 10.1 e 10.2. Para se calcular o tempo e o ângulo críticos utilizam-se as equações 10.2 e 10.3. Assim:

$$\cos(\delta_{crit}) = \cos(\delta'') + \frac{\overline{P_m} \times x_{eq}}{E'_f \times V_\infty} (\delta'' - \delta_0)$$

A partir dos dados iniciais:

$$\delta_0 = 29,826^\circ$$

$$\delta'' = 180^\circ - \delta_0 = 150,174^\circ$$

$$E'_f = 1,0696$$

$$V_\infty = 1$$

$$x_{eq} = j \left(x'_d + x_{tr} + \frac{x_{lin}}{2} \right) = j \left(0,38 + 0,1 + \frac{0,56}{2} \right) = 0,76pu$$

$$\overline{P_m} = \overline{P_{e0}} = 0,7pu$$

Então:

$$\cos(\delta_{crit}) = -0,8673 + \frac{0,7 \times 0,76}{1,0696 \times 1} (150,147^\circ - 29,826^\circ) \times \frac{\pi}{180^\circ} = 0,1772$$

$$\delta_{crit} = 79,794^\circ$$

$$t_{crit} = \sqrt{\frac{4H(\delta_{crit} - \delta_0)}{\omega_s \overline{P_m}}} = \sqrt{\frac{4 \times 4,5 \times (79,794^\circ - 29,826^\circ) \times \frac{\pi}{180^\circ}}{2 \times \pi \times 60 \times 0,7}} = 0,2439s$$

Para melhor visualização de que os resultados convergem ou divergem, foi adicionado um pequeno amortecimento na máquina.

Para o tempo de falta de 0,24s os resultados obtidos são:

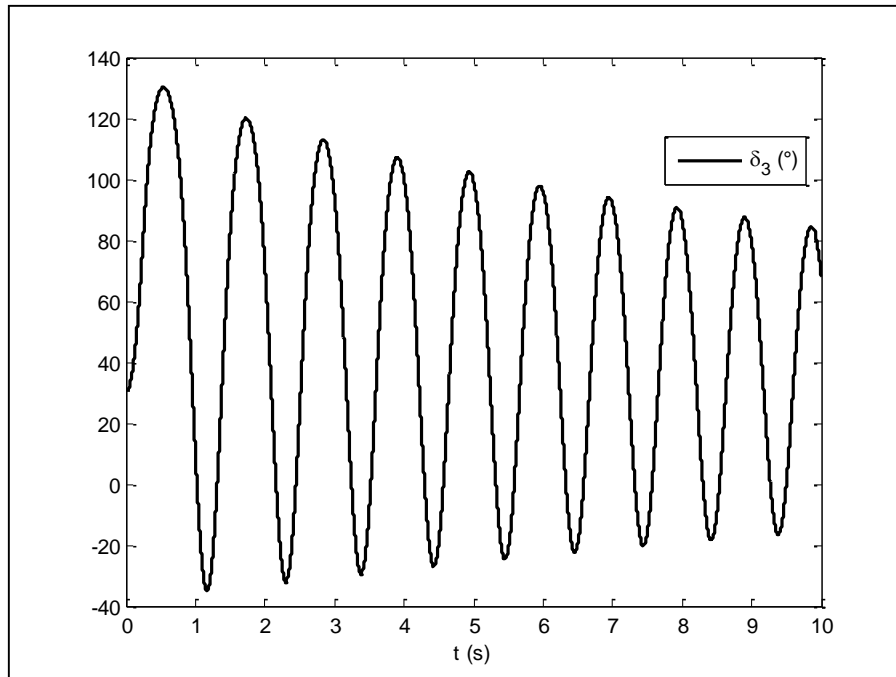


Figura 14.2 - Ângulo interno - Sistema máquina-barra infinita - Caso estável

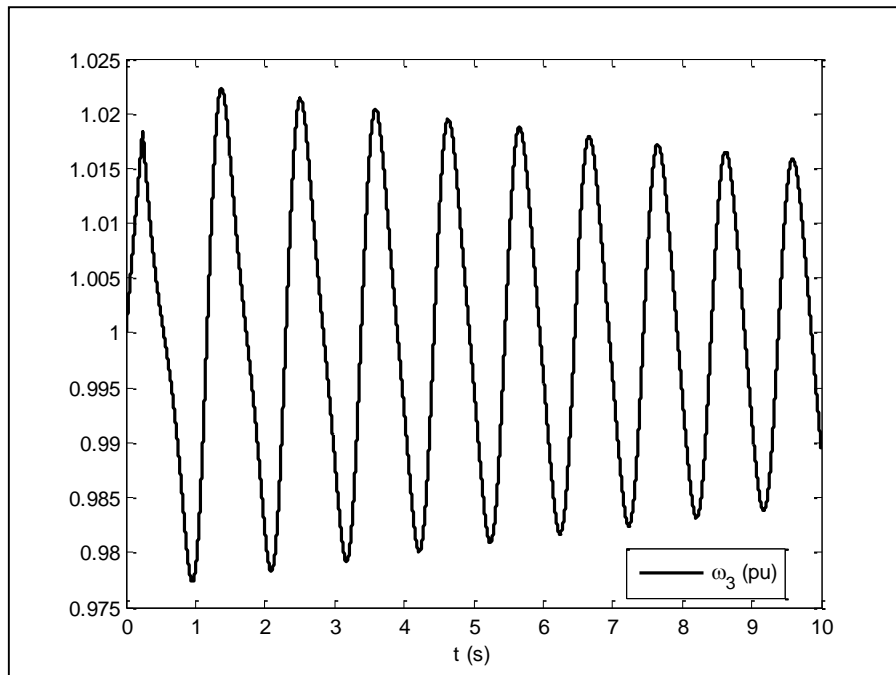


Figura 14.3 - Velocidade angular - Sistema máquina-barra infinita - Caso estável

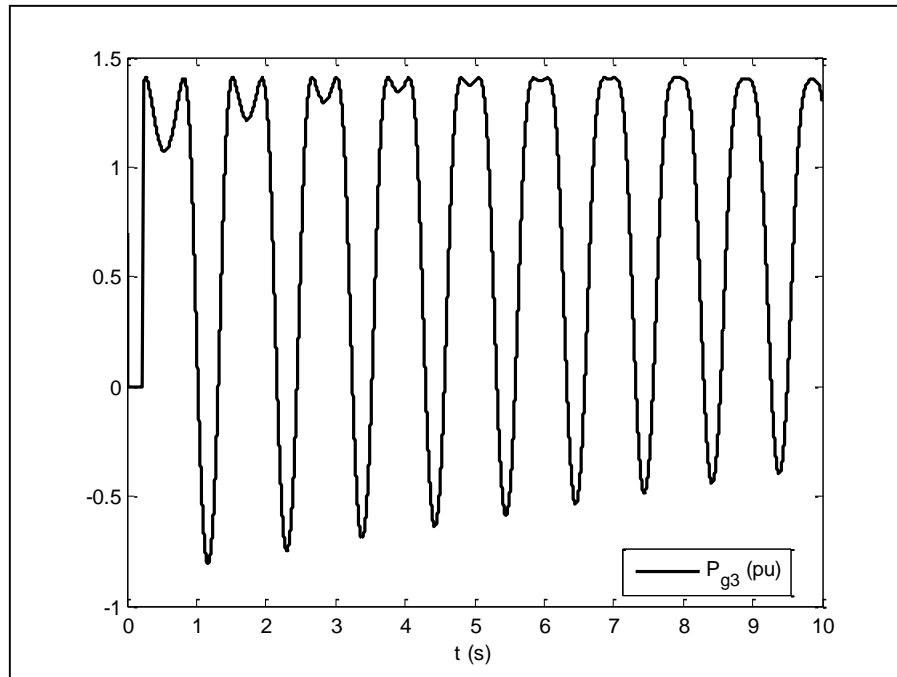


Figura 14.4 - Potência gerada - Sistema máquina-barra infinita - Caso estável

Como pode ser observado, o caso é estável para um curto com duração de $0,24s$ como era esperado.

Agora, para o tempo de falta de $0,25s$, os resultados são:

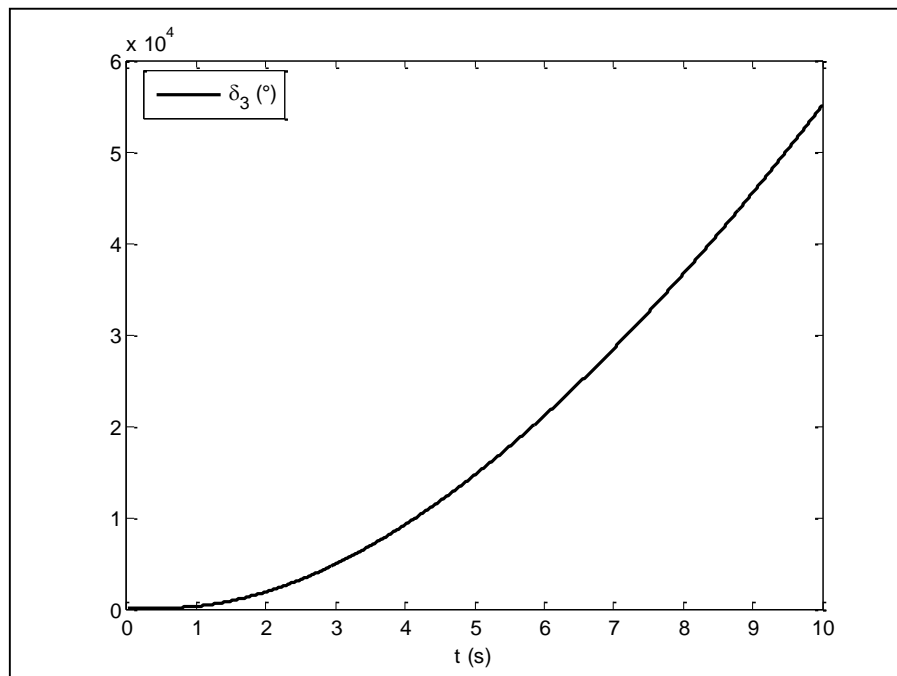


Figura 14.5 - Ângulo interno - Sistema máquina-barra infinita - Caso instável

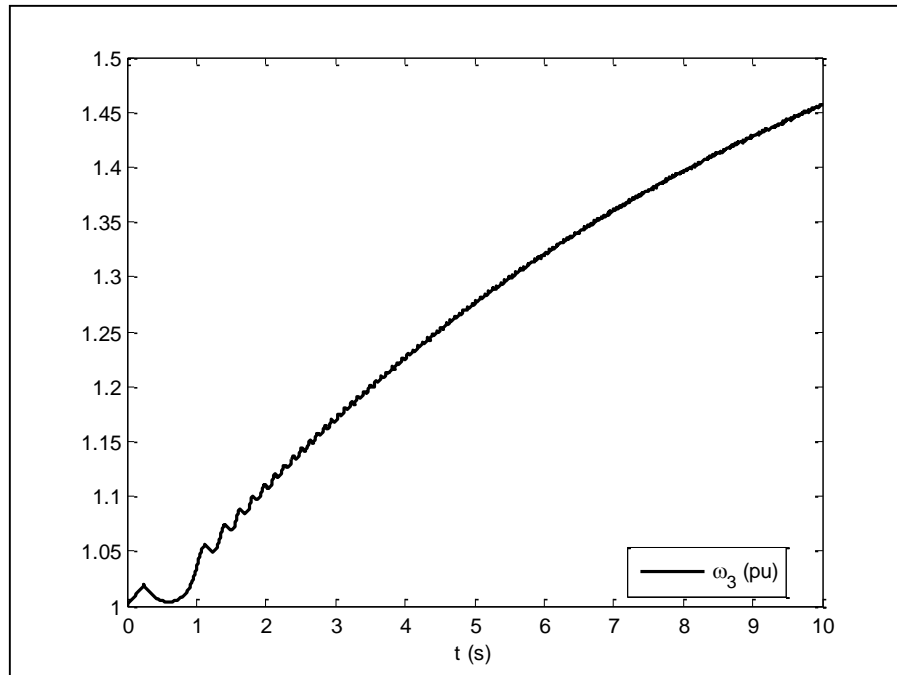


Figura 14.6 - Velocidade angular - Sistema máquina-barra infinita - Caso instável

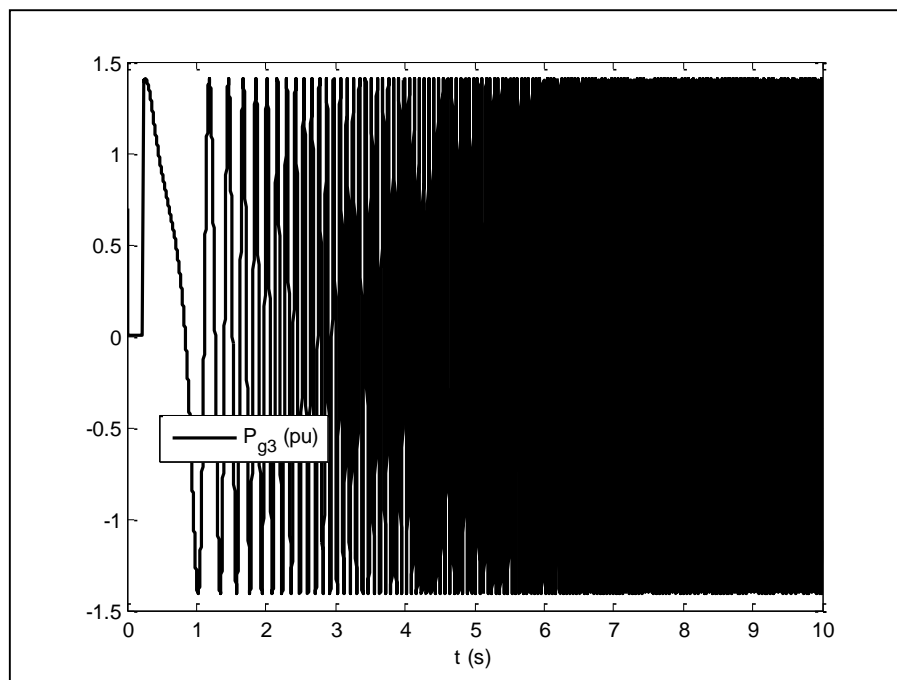


Figura 14.7 - Potência gerada - Sistema máquina-barra infinita - Caso instável

Como se observa, os cálculos estão corretos, pois, para um tempo maior que $t_{crít}$, o sistema se tornou instável.

14.2 SISTEMA NEW ENGLAND (ANEXO B)

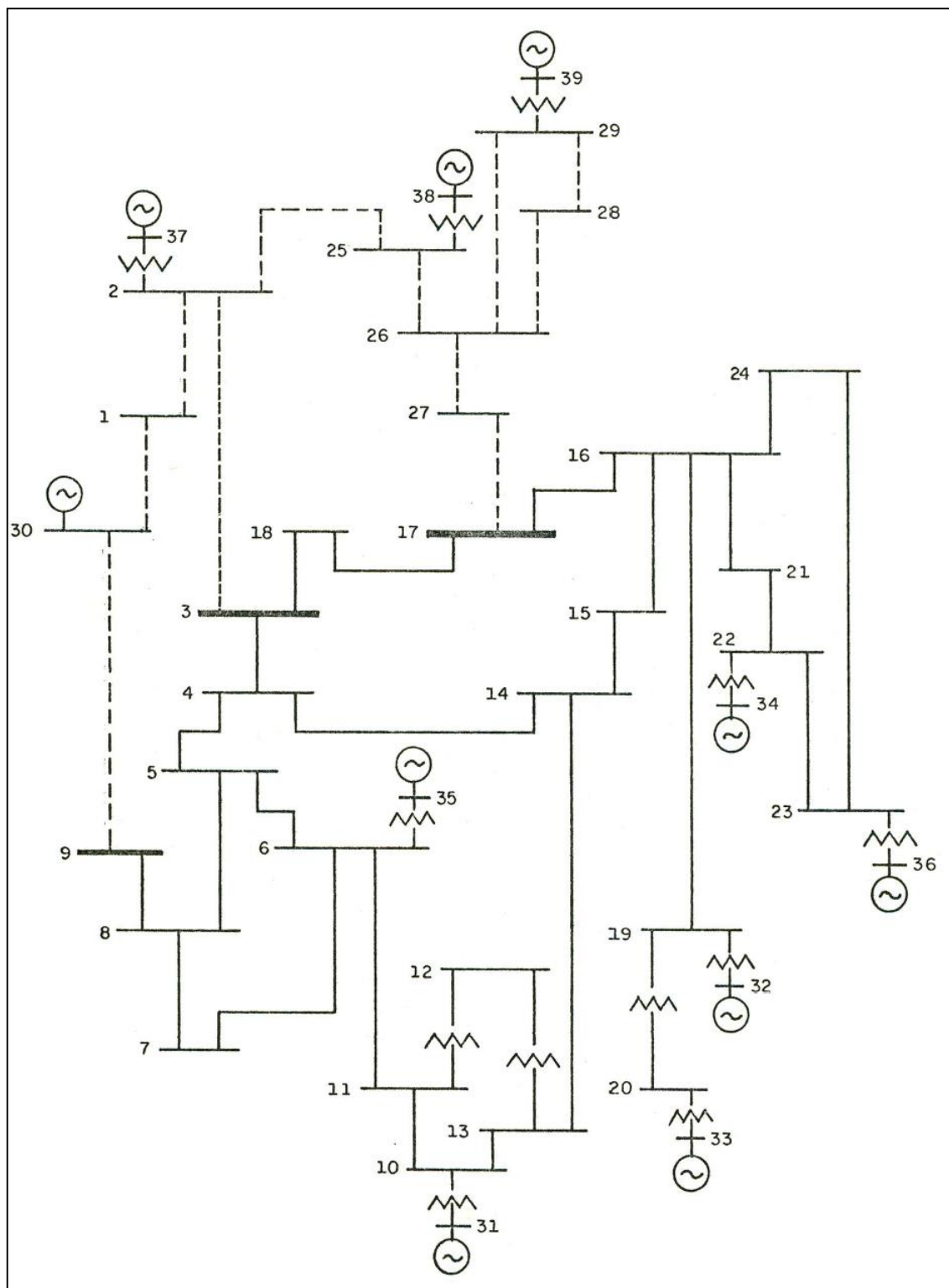


Figura 14.8 - Diagrama unifilar do Sistema Benchmark

Para este sistema, deseja-se observar a estabilidade para faltas trifásicas de curta duração (foi estipulado um tempo de 50ms). Os curtos-circuitos trifásicos serão estudados nas

proximidades das barras de alta (após os transformadores) dos geradores que injetam as maiores potências no sistema, os geradores das barras 39, 31, 34, 32 e 35.

Também se deseja registrar o tempo crítico de eliminação de falta para o qual o sistema é estável e demonstrar que para tempos acima deste, é possível se utilizar um dos métodos do tópico 11 para reestabilizar o sistema.

Serão apresentados os gráficos contendo os ângulos internos de todos os geradores, as velocidades angulares e as potências elétricas dos geradores mais próximos ao local do curto.

Os métodos de estabilização discutidos no tópico 11 e efetivamente utilizados são apresentados na Tabela 14-1.

De	Para	Ponto da linha	P_{km} (MW)	Medida de estabilização escolhida
39	29	95%	824,8	11.1 - Redução do despacho de geração
31	10	95%	650,0	11.7 - Reforço da rede elétrica
34	22	95%	650,0	11.8 - Compensação série de linha de transmissão
32	19	95%	629,1	11.2 – Utilizar disjuntores mais rápidos
35	6	95%	573,1	11.5 - Operação inicial sobre-excitado

Tabela 14-1 - Locais de aplicação de faltas e medidas de estabilização estudadas

Como pode ser observado na Figura 14.9, para uma falta com duração de 50ms, a resposta encontrada não é estabilizada para tempos menores do que 30s, o que não acontece em sistemas reais, graças aos controles que atuam sobre as máquinas. Portanto, para se registrar respostas mais aceitáveis, os fatores de amortecimento (D) da Tabela B-1.3 foram quintuplicados a partir do tópico 14.2.2.

14.2.1 Falta próxima à barra 29

Os geradores considerados próximos são os das barras 37, 38 e 39. Os resultados obtidos são apresentados nas figuras a seguir.

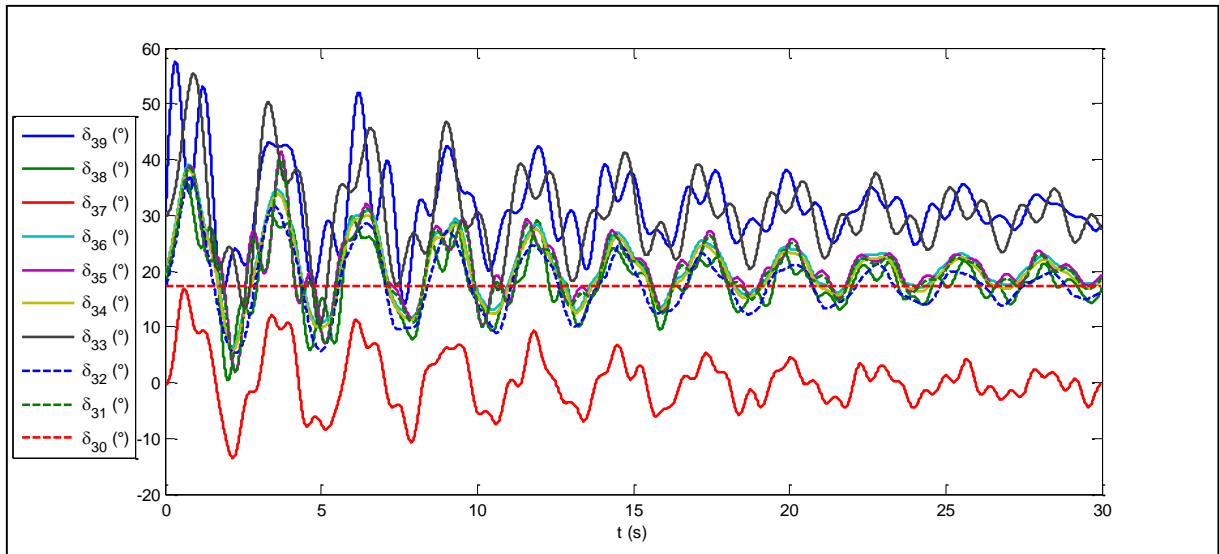


Figura 14.9 - Ângulo interno de todos os geradores para falta próxima à barra 29

Como pode ser observado, o caso é estável para um curto trifásico, próximo à barra 29, com duração de 50ms.

As curvas de resposta apresentam oscilações com pouco amortecimento, principalmente devido à falta dos controles que normalmente atuam no sistema.

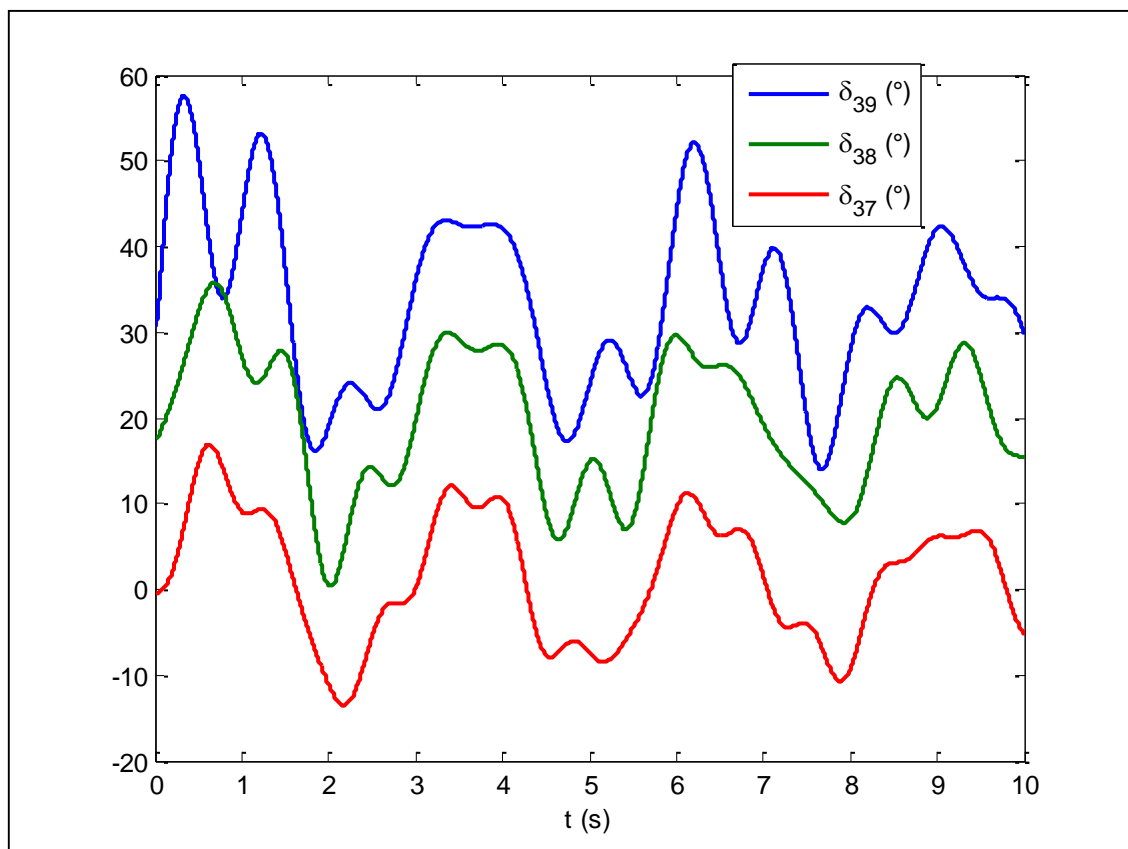


Figura 14.10 - Ângulo interno dos geradores próximos à barra 29

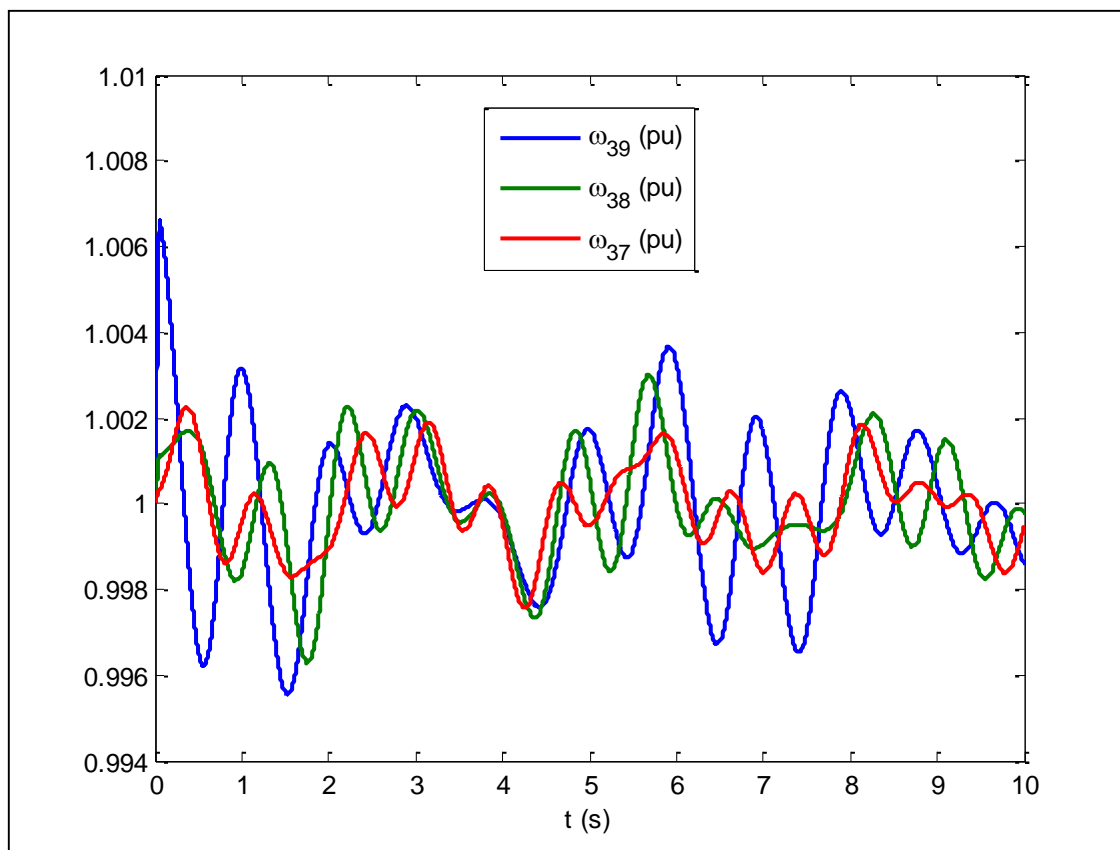


Figura 14.11 - Velocidade angular dos geradores próximos à barra 29

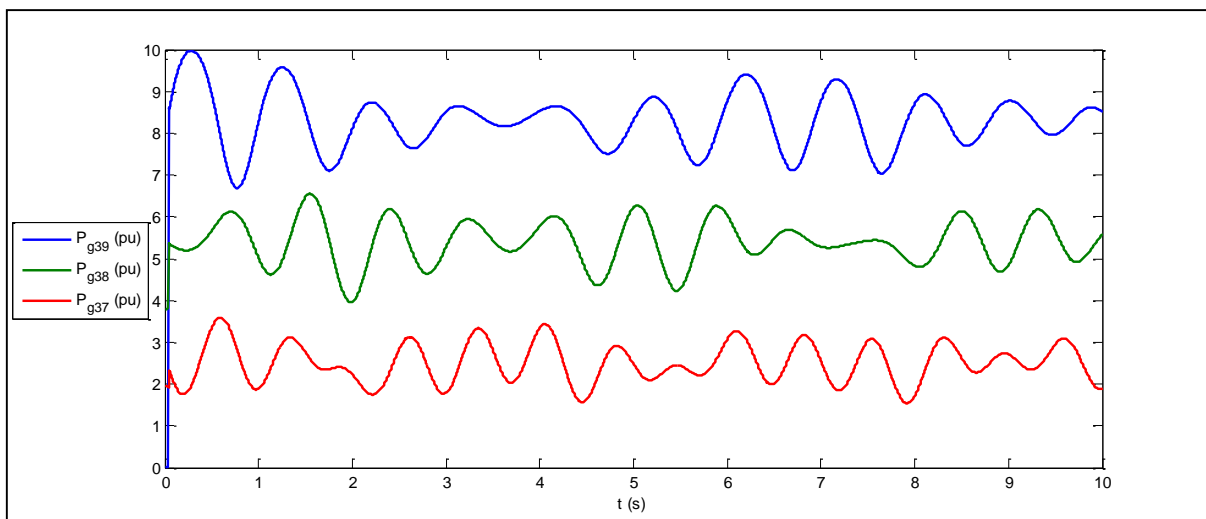


Figura 14.12 - Potência elétrica gerada dos geradores próximos à barra 29

Pretende-se então, verificar o efeito da redução de despacho descrito em 11.1 para aumentar a estabilidade do sistema. Inicialmente aumentou-se o tempo de falta para 0,115s, o que conduziu à instabilidade do sistema, como é possível observar na Figura 14.13.

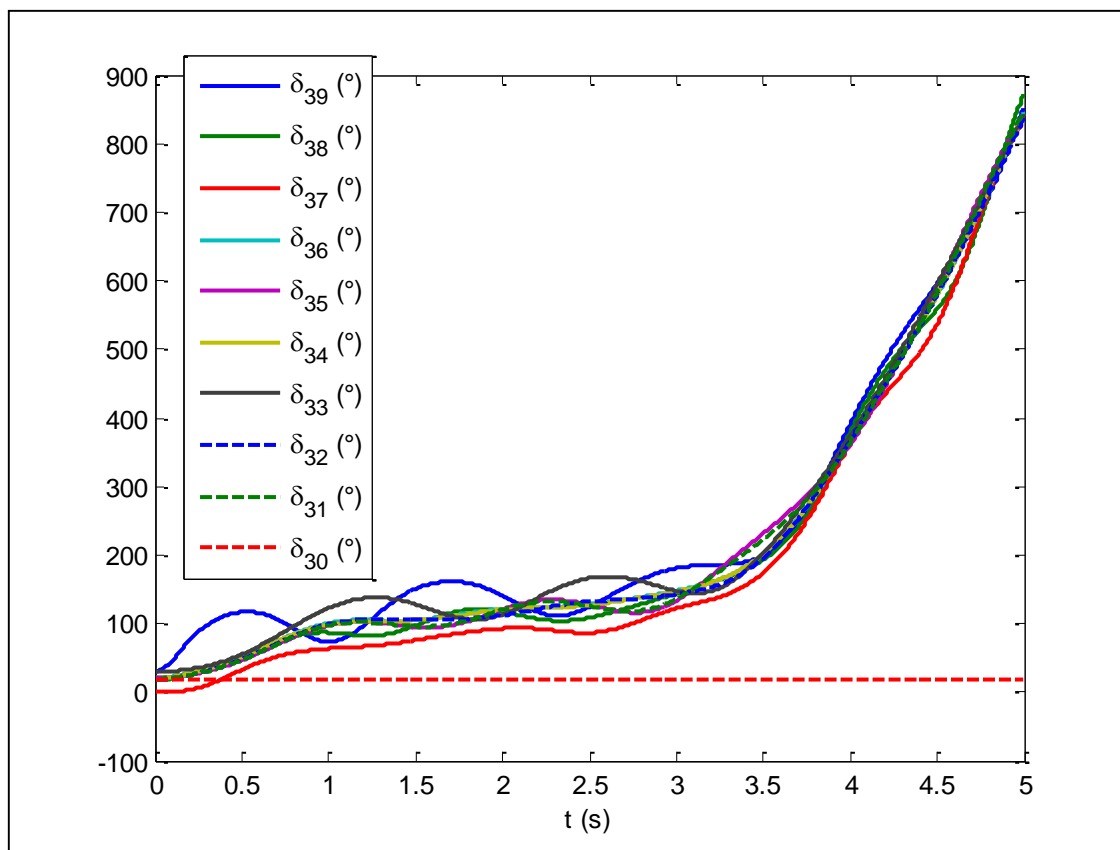


Figura 14.13 - Ângulo interno dos geradores no caso instável

Então, uma redução de despacho de aproximadamente 20% foi aplicada ao gerador da barra 39, ou seja, a geração inicial passa de 824,8 MW para 660 MW. Os dados de fluxo de potência e tensões internas dos geradores são mostrados no Anexo B, no item 2.

Com a redução na geração, se obtêm os seguintes resultados:

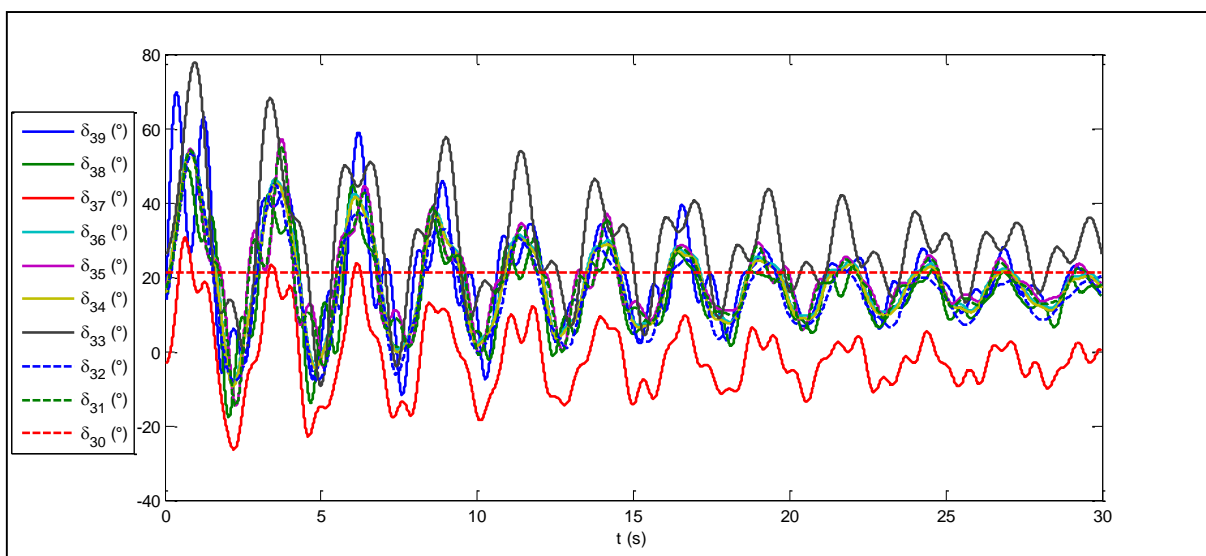


Figura 14.14 - Ângulos internos - Despacho reduzido

14.2.2 Falta próxima à barra 10

Como descrito anteriormente, a partir deste tópico (14.2.2), os fatores de amortecimento D de todos os geradores foram quintuplicados para ilustrar o efeito dos controles que atuam em sistemas reais.

Os geradores considerados próximos são os das barras 31, 32, 33 e 35. Os resultados obtidos são:

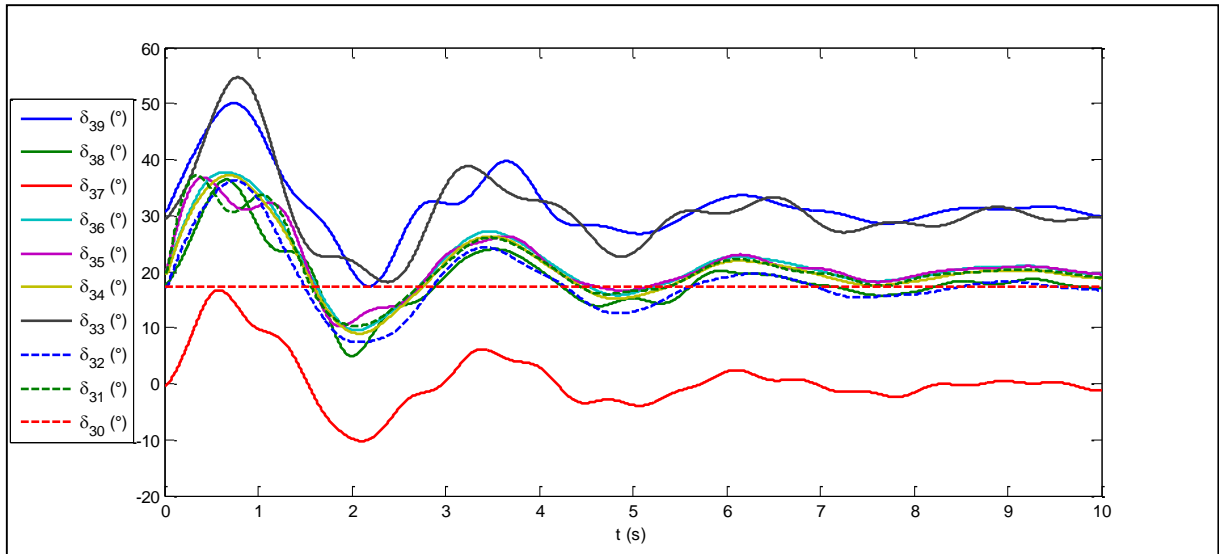


Figura 14.15 - Ângulo interno de todos os geradores para falta próxima à barra 10

Como pode ser observado, o caso convergiu mais rapidamente mostrando como um sistema real deveria responder quando todos os controles atuam. E o caso se mostra estável para o curto trifásico próximo ao gerador da barra 31, com duração de 50ms.

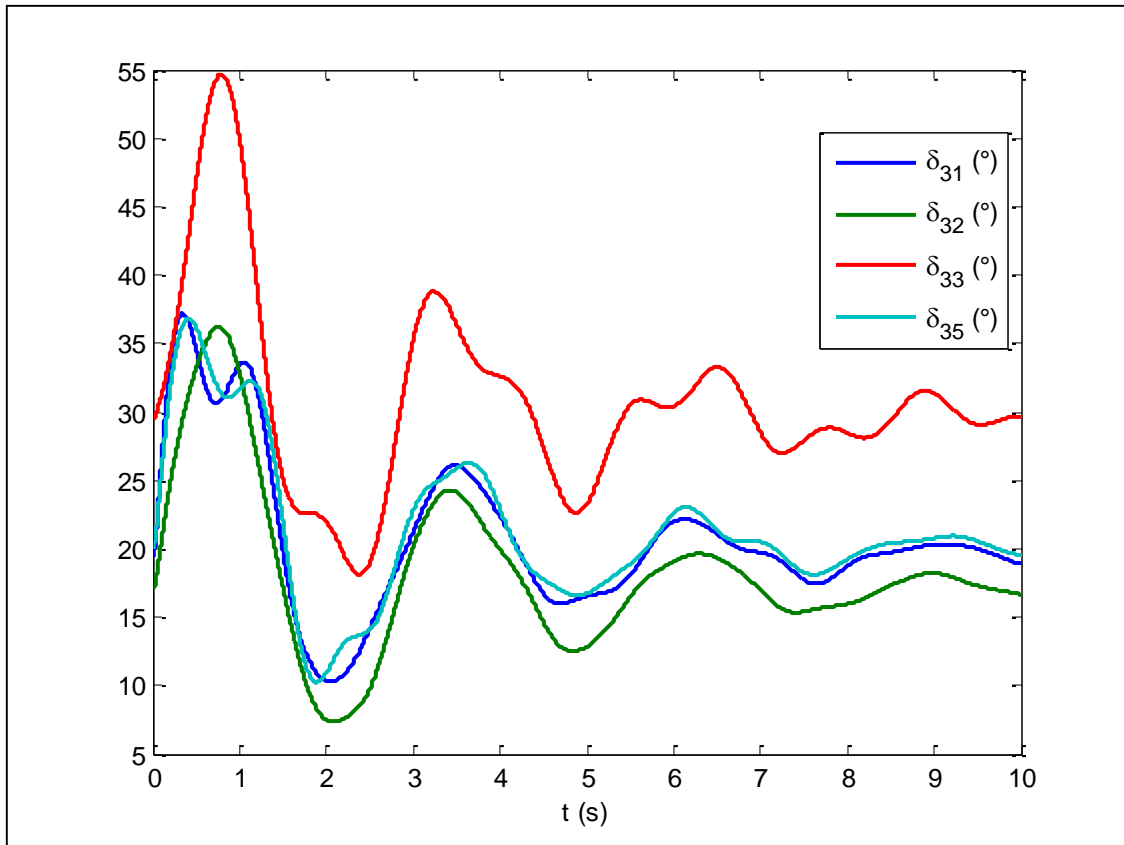


Figura 14.16 - Ângulo interno dos geradores próximos à barra 10

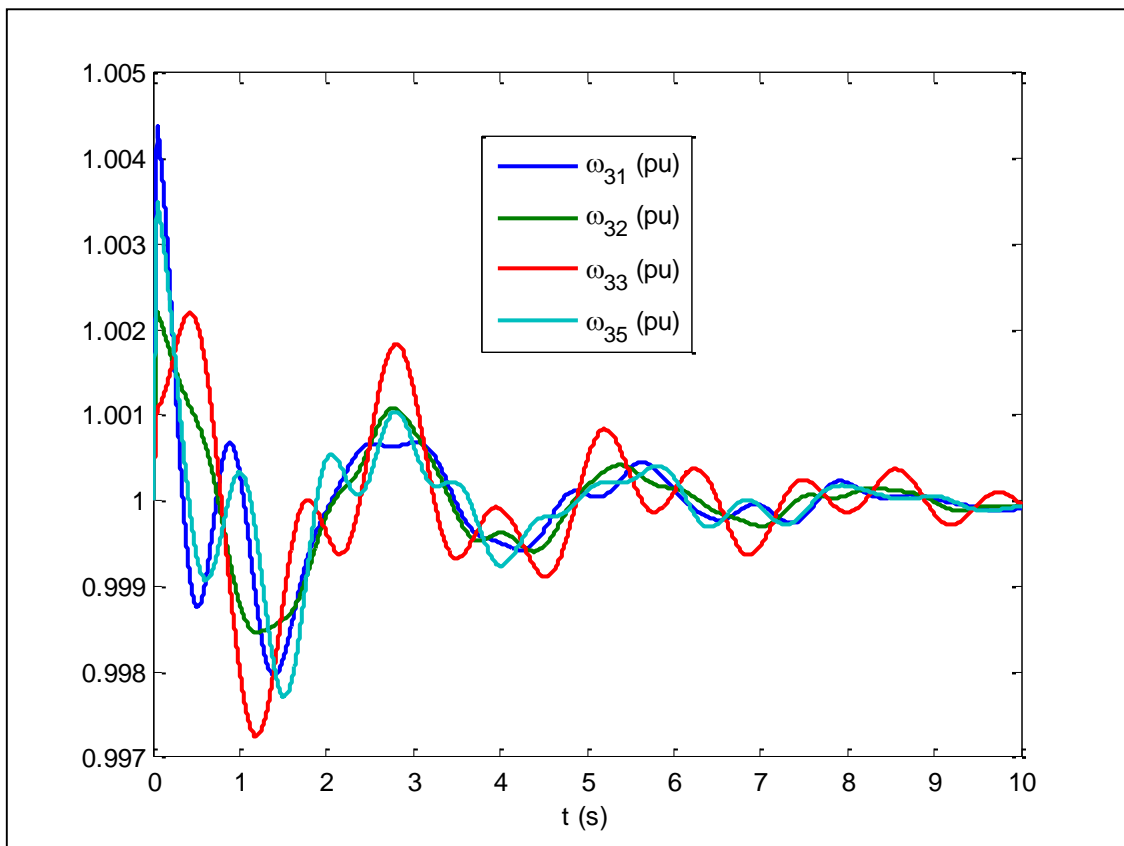


Figura 14.17 - Velocidade angular dos geradores próximos à barra 10

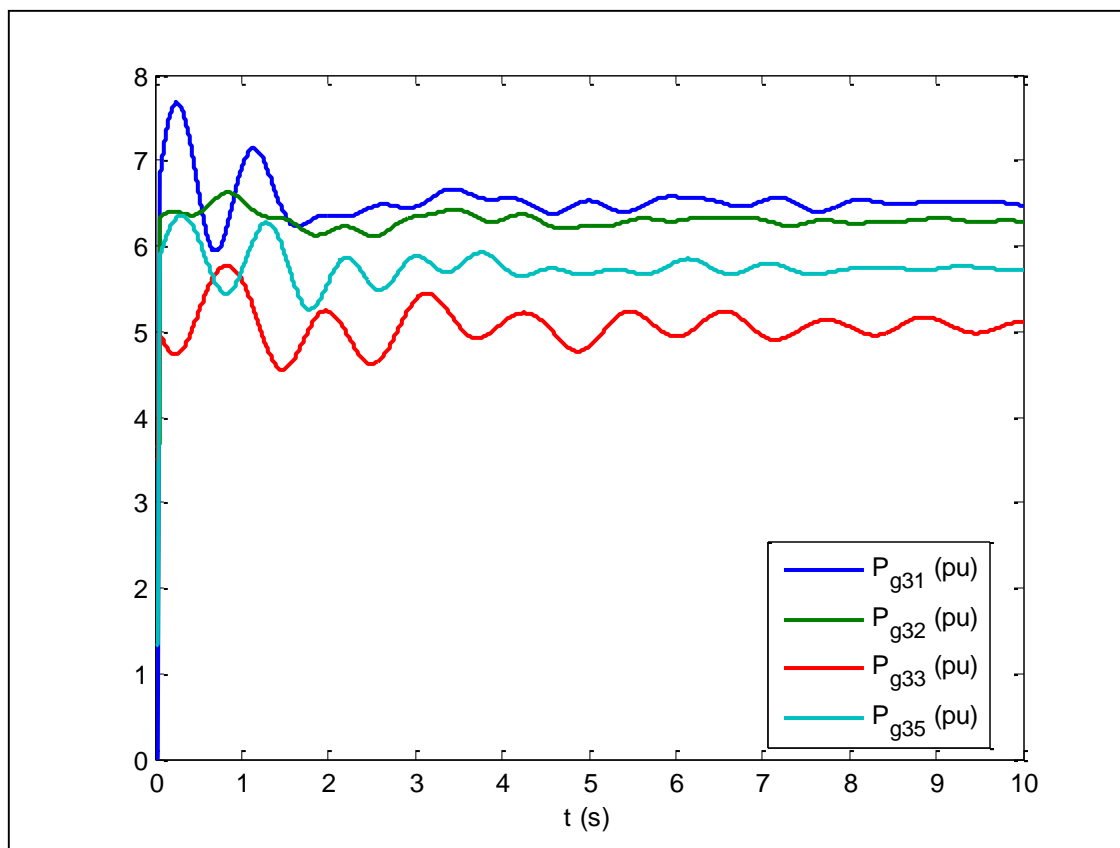


Figura 14.18 - Potência elétrica gerada dos geradores próximos à barra 10

Para verificar o efeito descrito em 11.7 de reforço da rede no sentido de aumento da estabilidade do sistema, aumentou-se o tempo de falta para 0,174s. O sistema se torna instável, como se observa na Figura 14.19.

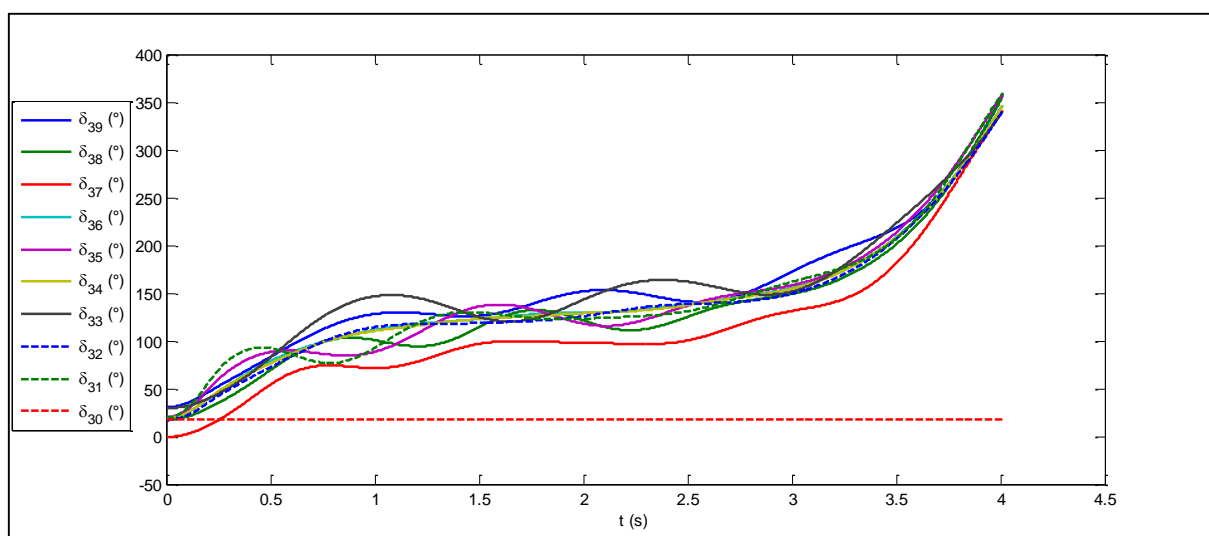


Figura 14.19 - Ângulo interno dos geradores no caso instável

O reforço implementado no sistema foi a duplicação das três linhas de maior reatância, as que ligam as barras 1 a 2, 26 a 28 e 26 a 29.

Os dados do novo fluxo de potência e novas tensões internas dos geradores são apresentados no Anexo B, no item 3. Com essas alterações os resultados obtidos são:

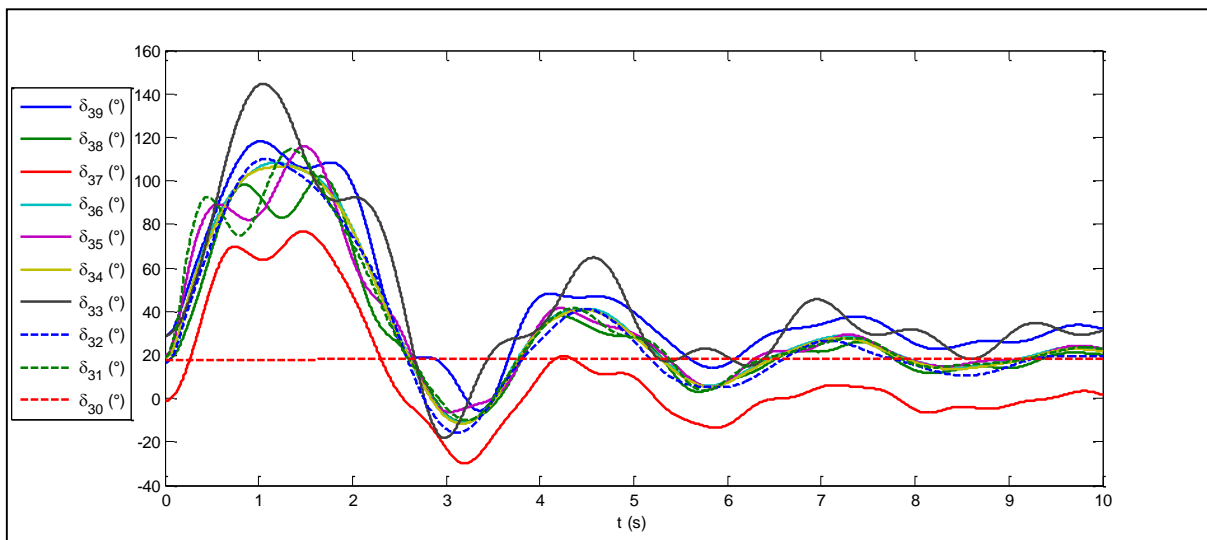


Figura 14.20 - Ângulos internos - Rede reforçada

14.2.3 Falta próxima à barra 22

Os geradores considerados próximos são os das barras 32, 33, 34 e 36. Os resultados obtidos são:

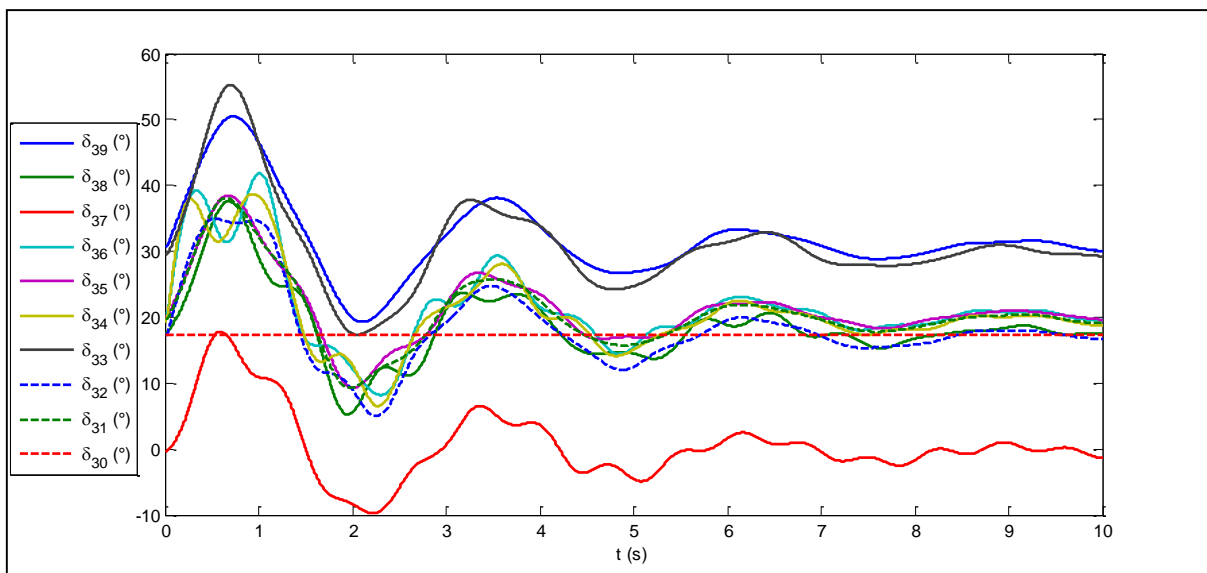


Figura 14.21 - Ângulo interno de todos os geradores para falta próxima à barra 22

Como pode ser observado, o caso é estável para um curto trifásico próximo à barra 22, com duração de 50ms.

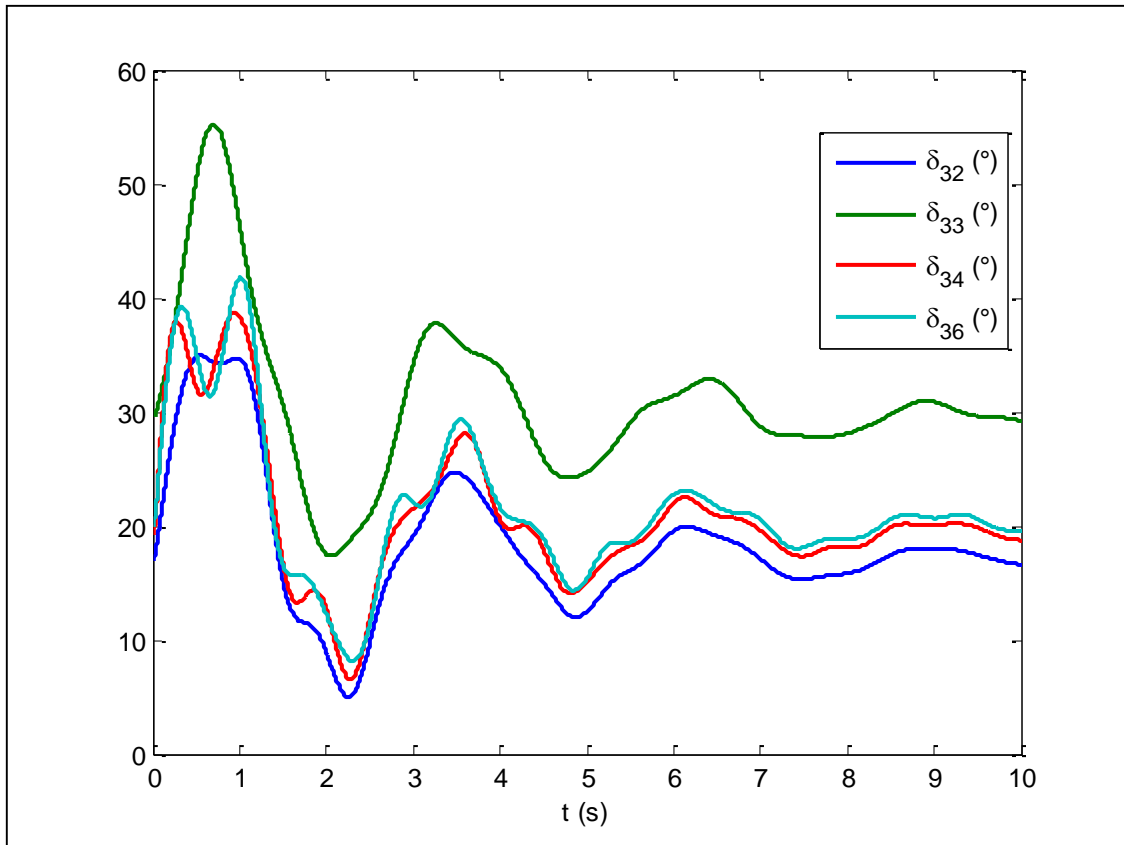


Figura 14.22 - Ângulo interno dos geradores próximos à barra 22

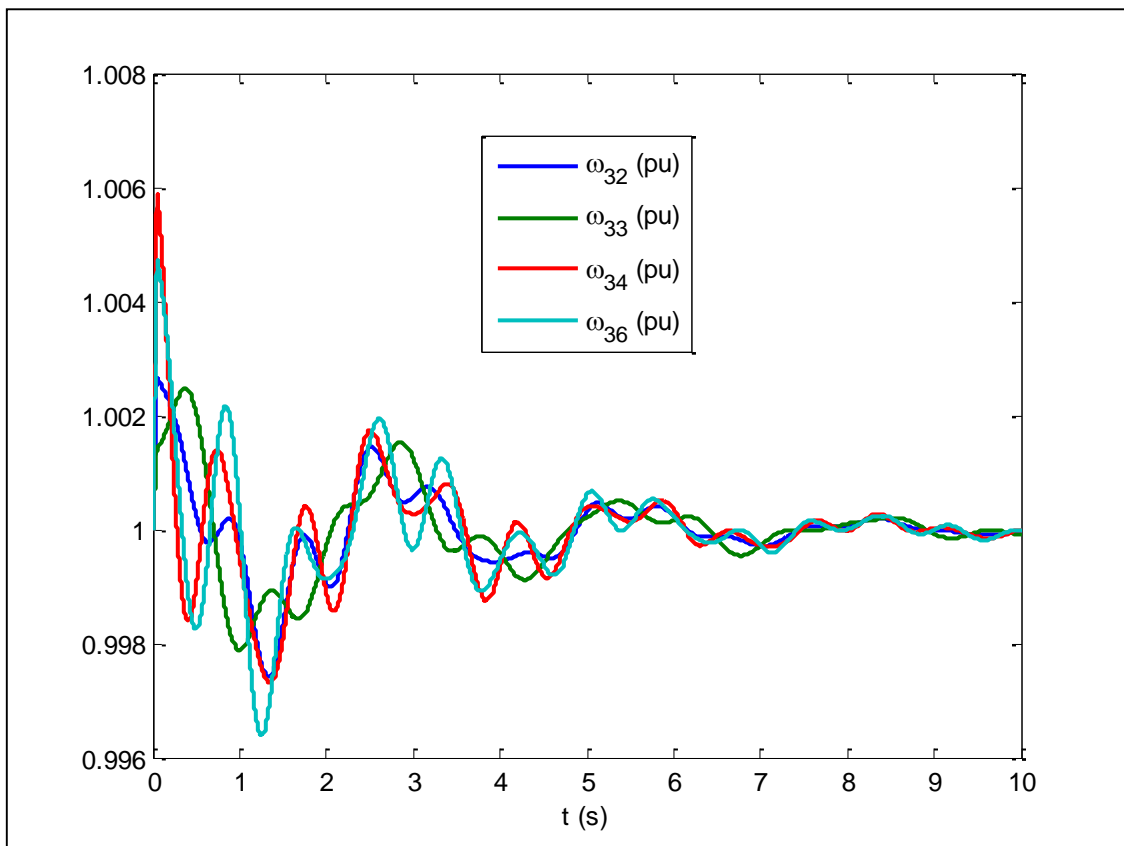


Figura 14.23 - Velocidade angular dos geradores próximos à barra 22

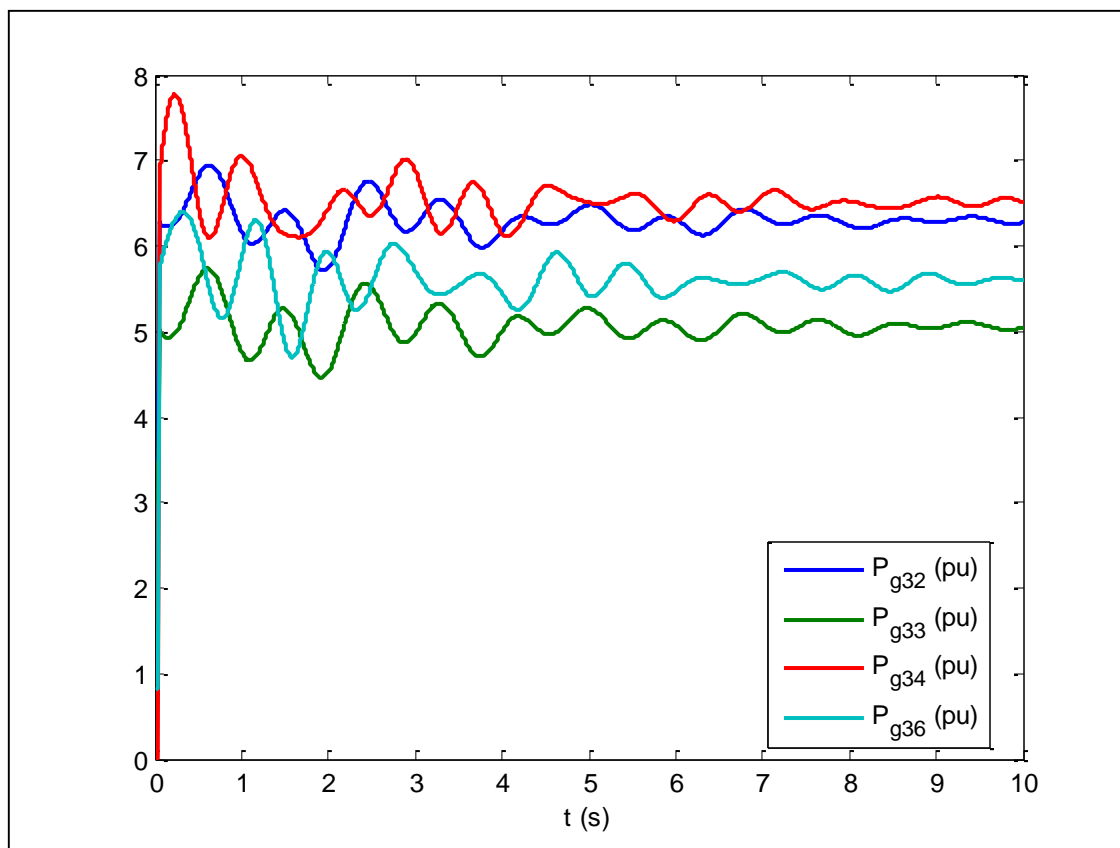


Figura 14.24 - Potência elétrica gerada dos geradores próximos à barra 22

Para verificar o efeito do método da compensação série aplicado a linhas de transmissão, como descrito em 11.8, aumenta-se o tempo de falta para 0,156s, de forma que o sistema se torna instável, como é possível observar na Figura 14.25.

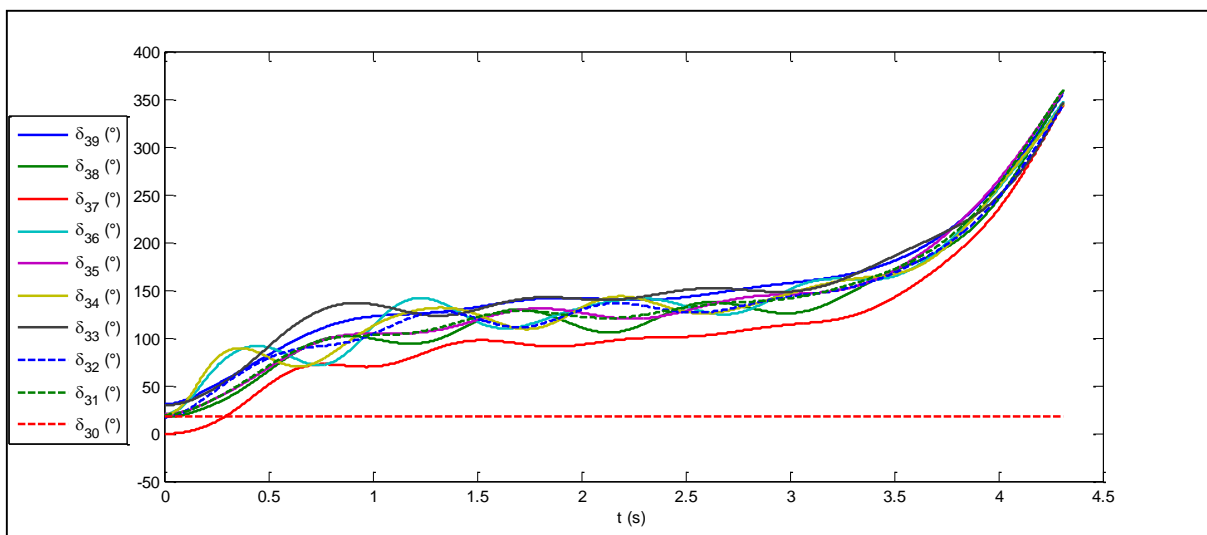


Figura 14.25 - Ângulo interno dos geradores no caso instável

Então a linha de maior reatância do sistema é compensada, como mostra a Tabela 14-2.

De	Para	X_L (%)	X_C (%)	X_{eq} (%)	Grau de compensação
26	29	6,25	1,875	4,375	30%

Tabela 14-2 - Compensação em série de linha de transmissão

Os dados do novo fluxo de potência e novas tensões internas dos geradores são apresentados no Anexo B, no item 4. Com essas alterações os resultados obtidos são:

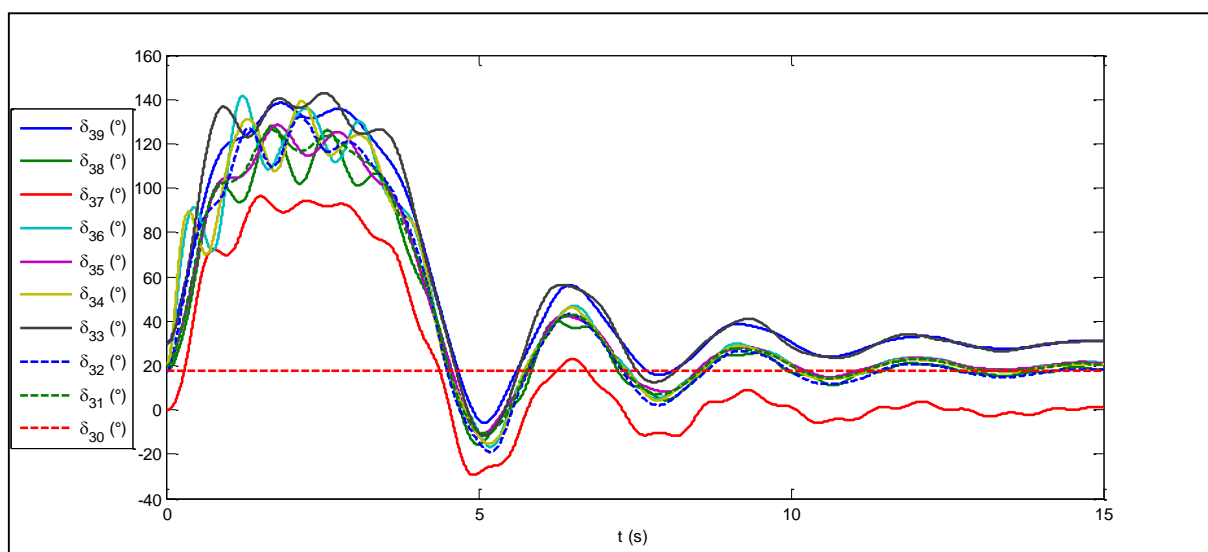


Figura 14.26 - Ângulos internos - Rede compensada

14.2.4 Falta próxima à barra 19

Os geradores considerados próximos são os das barras 32, 33 e 34. Os resultados obtidos são:

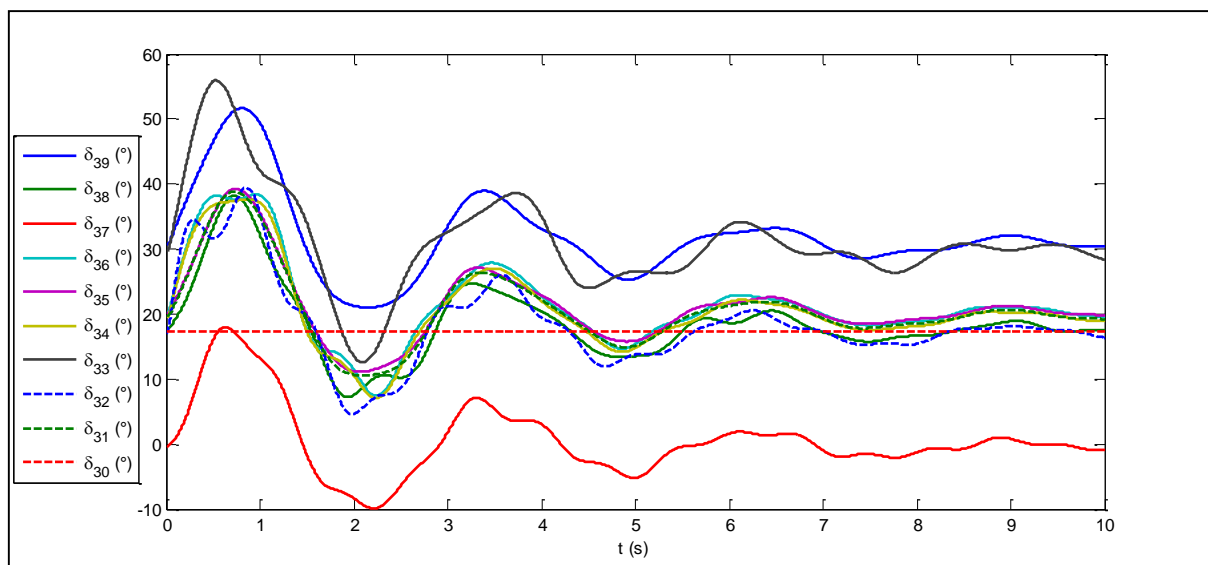


Figura 14.27 - Ângulo interno de todos os geradores para falta próxima à barra 19

Como pode ser observado, o caso é estável para um curto próximo à barra 19, com duração de 50ms.

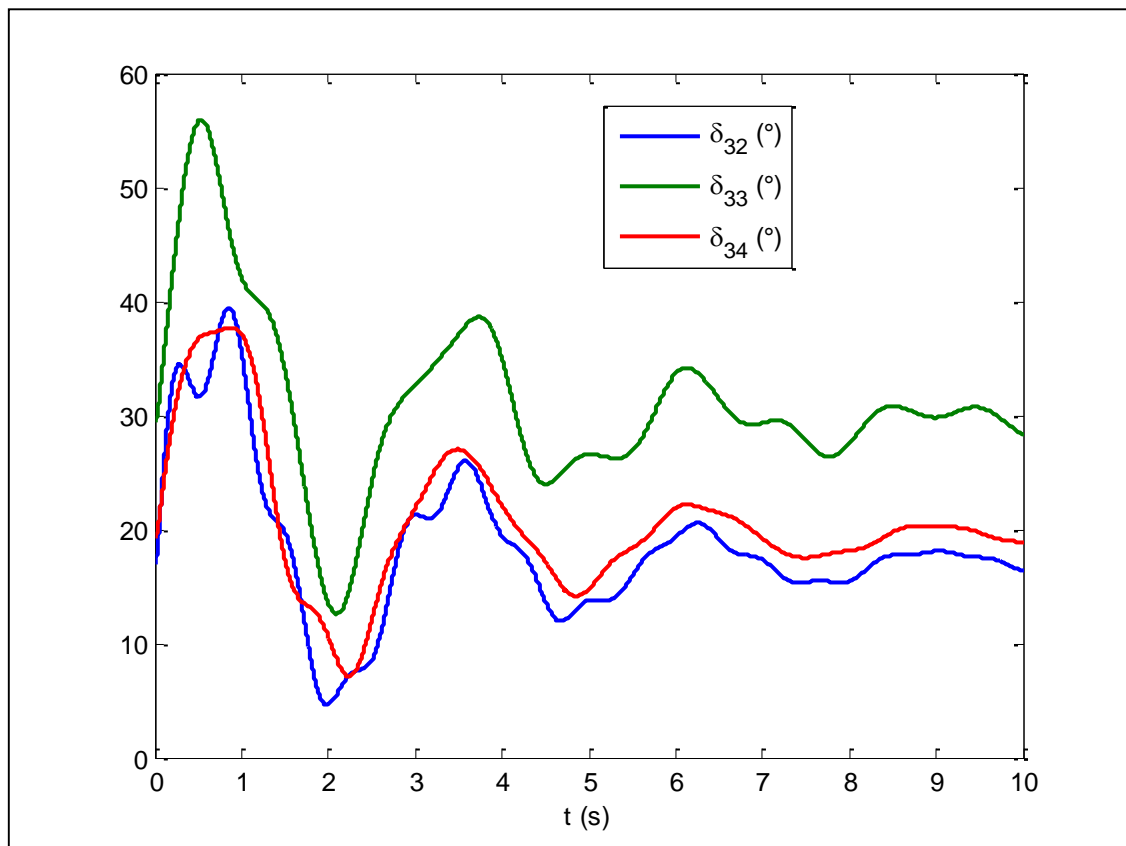


Figura 14.28 - Ângulo interno dos geradores próximos à barra 19

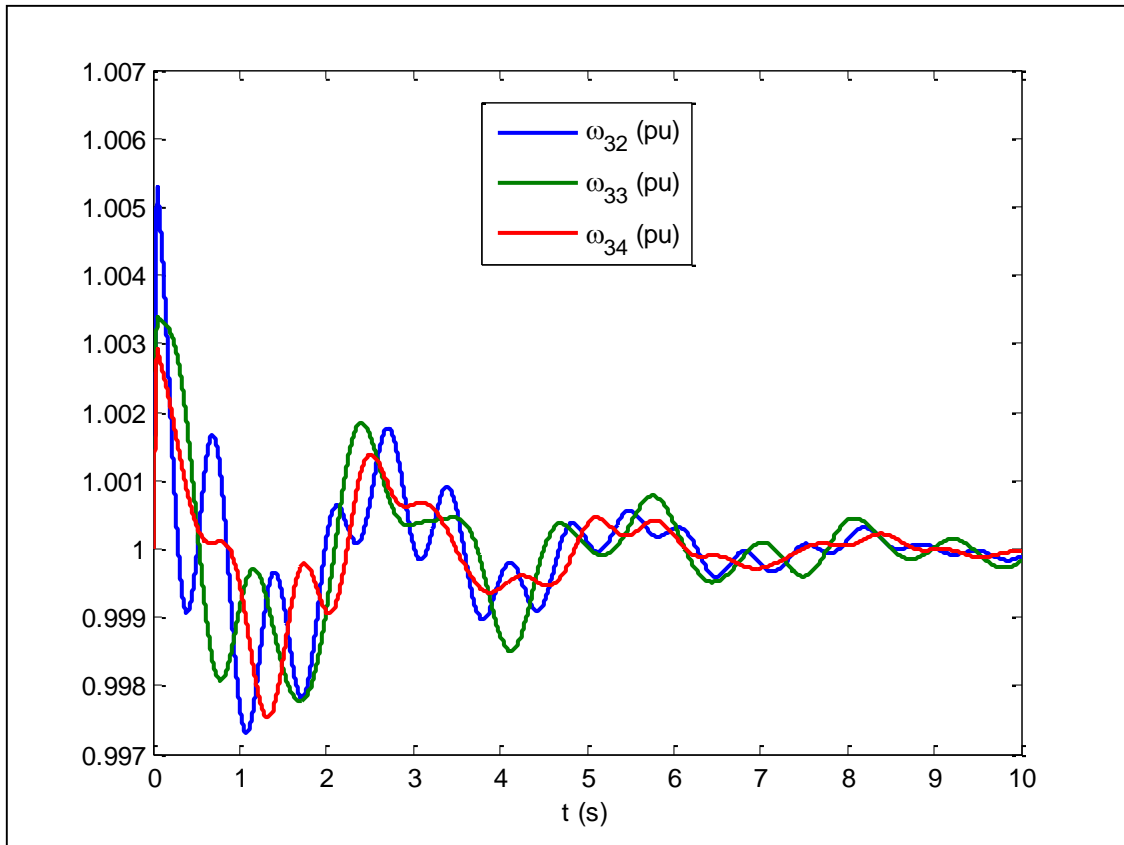


Figura 14.29 - Velocidade angular dos geradores próximos à barra 19

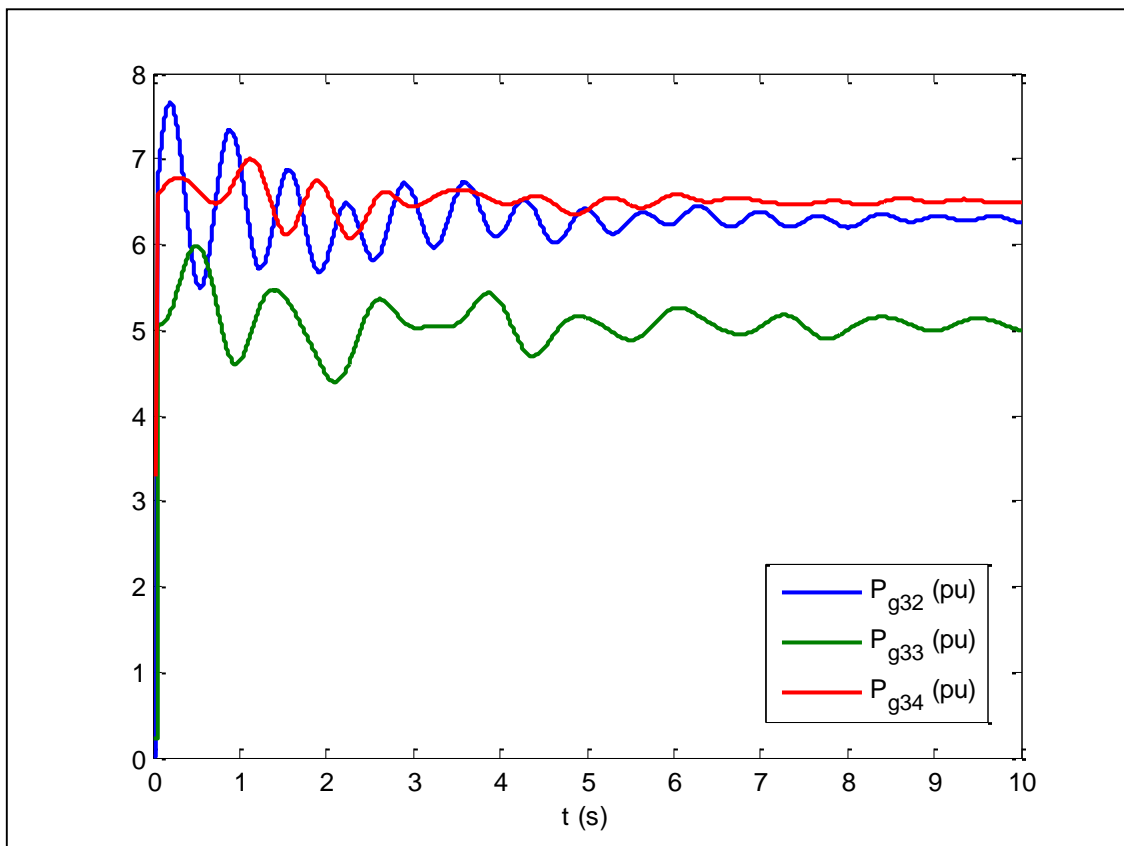


Figura 14.30 - Potência elétrica gerada dos geradores próximos à barra 19

Para analisar o efeito da utilização de disjuntores mais rápidos, como descrito em 11.2, aumenta-se o tempo de falta para 0,158 s, de forma que o sistema se torna instável, como é possível observar na Figura 14.31.

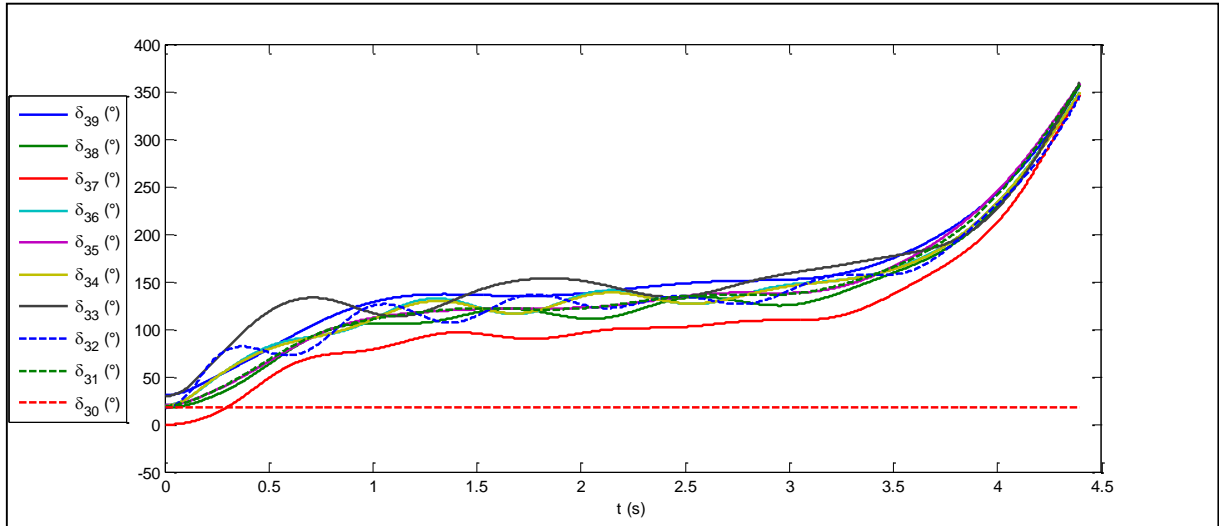


Figura 14.31 - Ângulo interno dos geradores no caso instável

Então, qualquer tempo de eliminação de falta menor que 0,158s deve ser suficiente para estabilizar o sistema. Assim, o novo tempo de eliminação de falta será de 0,15s. Os resultados obtidos são:

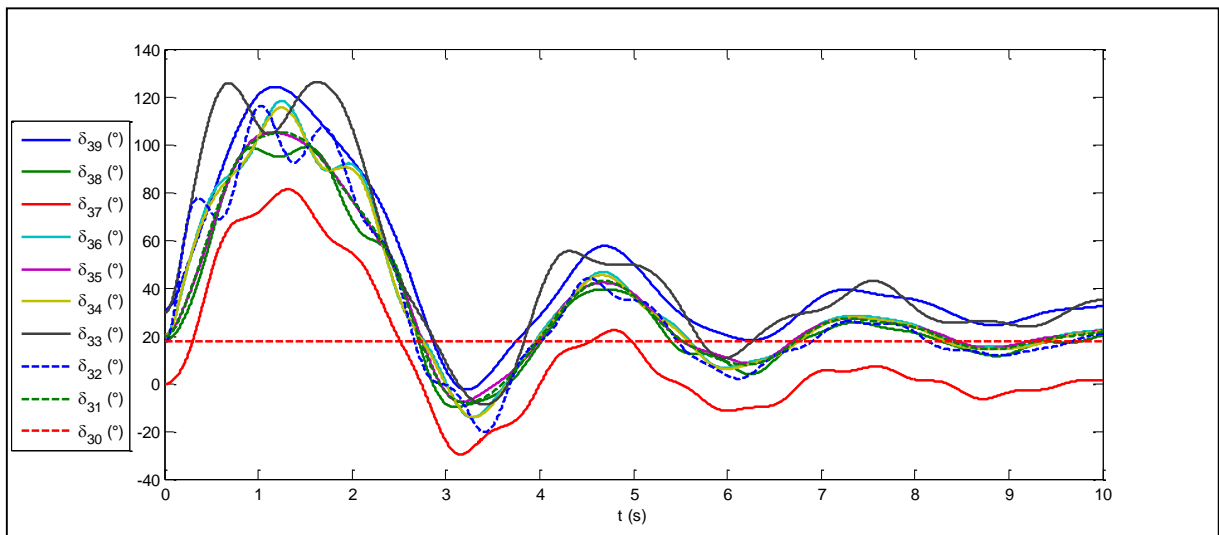


Figura 14.32 - Ângulos internos - Disjuntores mais rápidos

14.2.5 Falta próxima à barra 6

Os geradores considerados próximos são os das barras 31, 35 e 37.

Os resultados obtidos são:

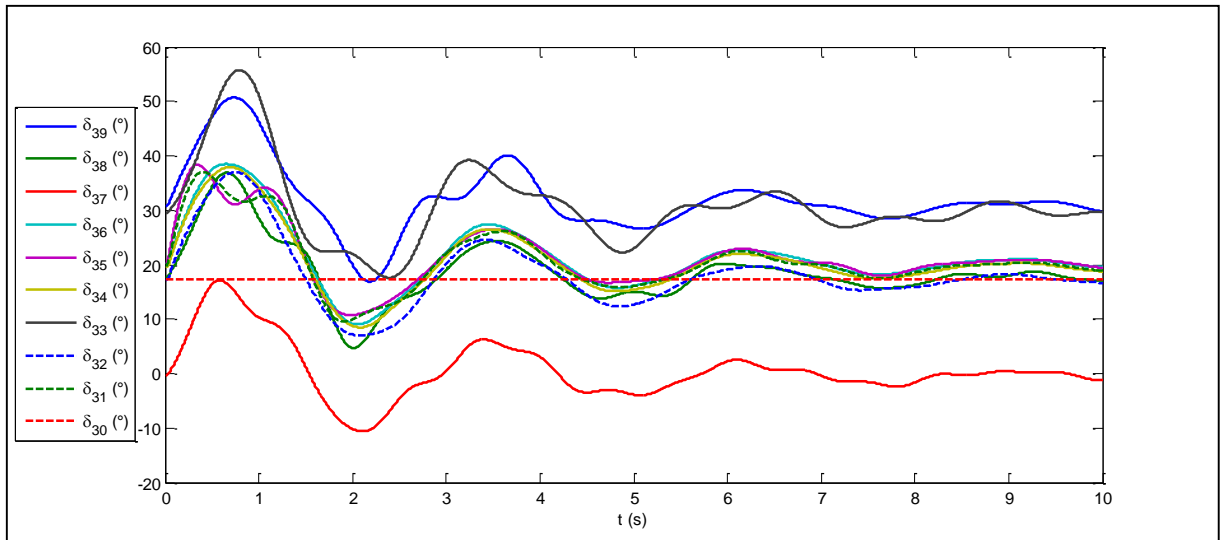


Figura 14.33 - Ângulo interno de todos os geradores para falta próxima à barra 6

Como pode ser observado, o caso é estável para um curto trifásico próximo à barra 6, com duração de 50ms.

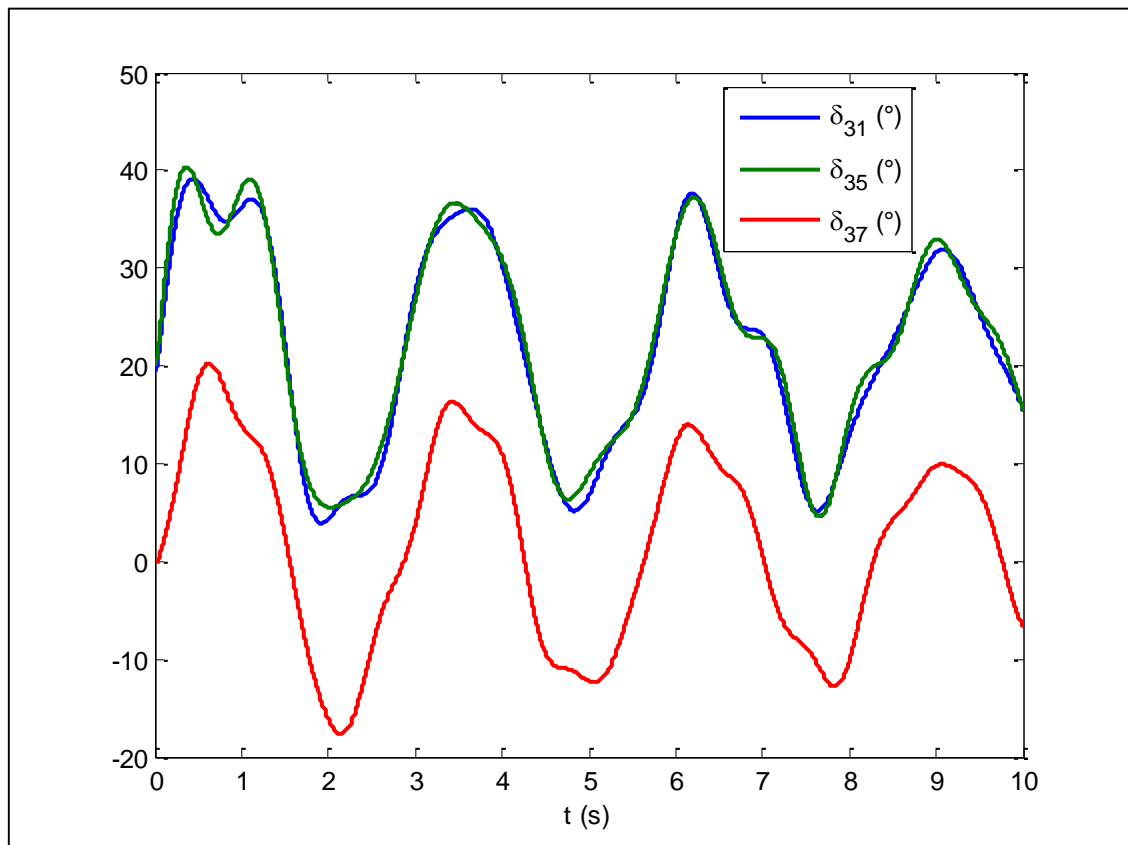


Figura 14.34 - Ângulo interno dos geradores próximos à barra 6

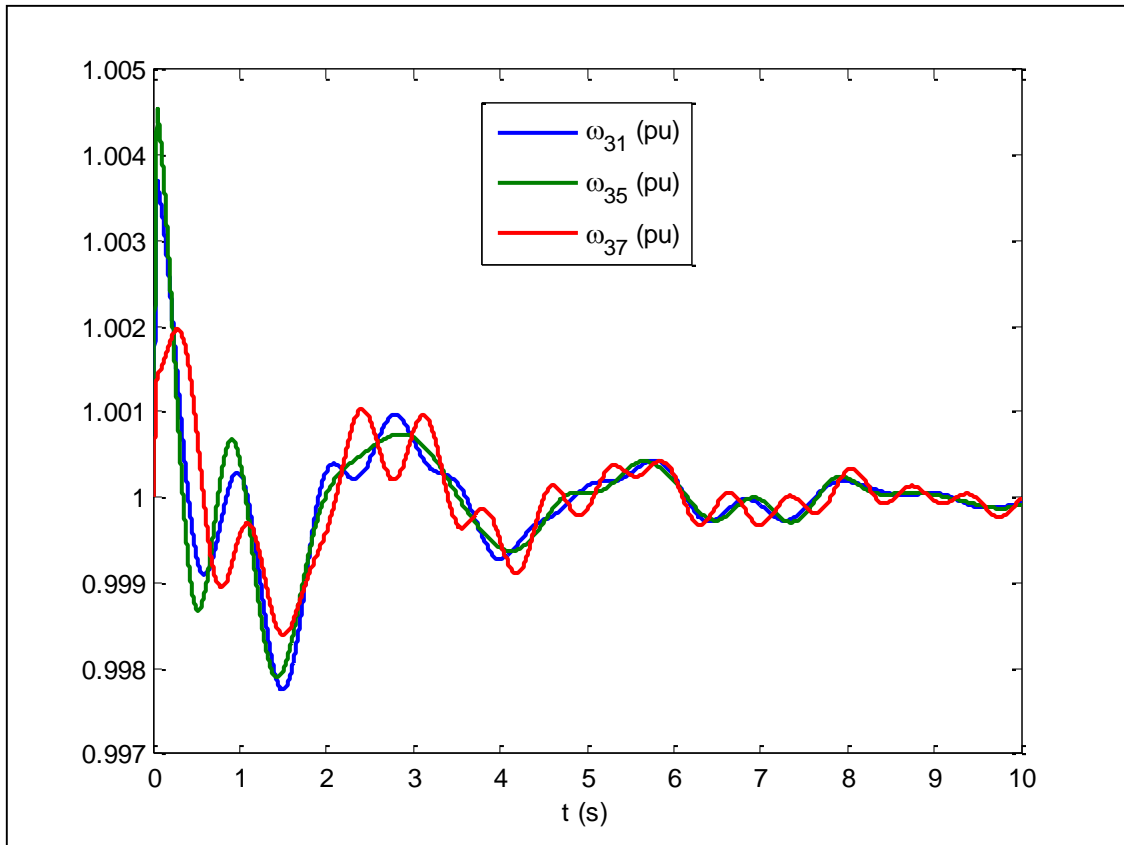


Figura 14.35 - Velocidade angular dos geradores próximos à barra 6

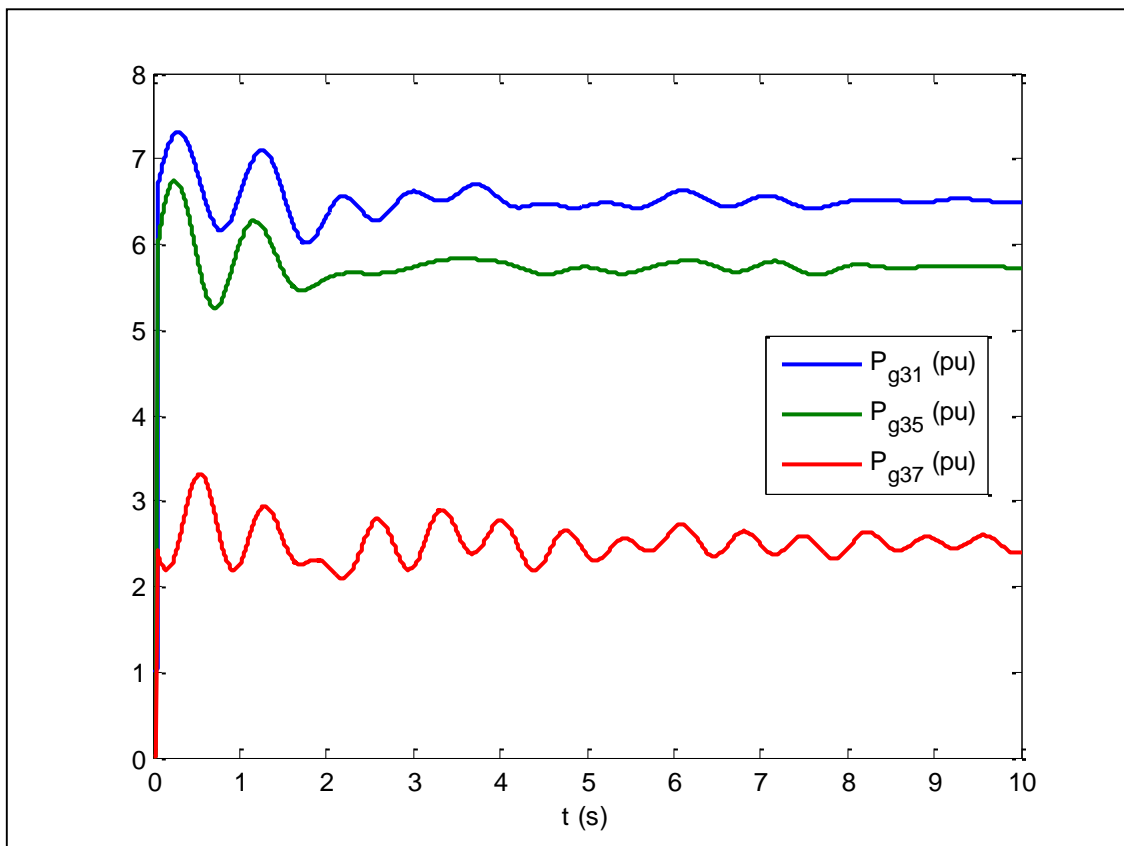


Figura 14.36 - Potência elétrica gerada dos geradores próximos à barra 6

Para analisar o efeito da sobre-excitação de um gerador, como descrito em 11.5, aumenta-se o tempo de falta para 0,168s, de forma que o sistema se torna instável, como é possível observar na Figura 14.37.

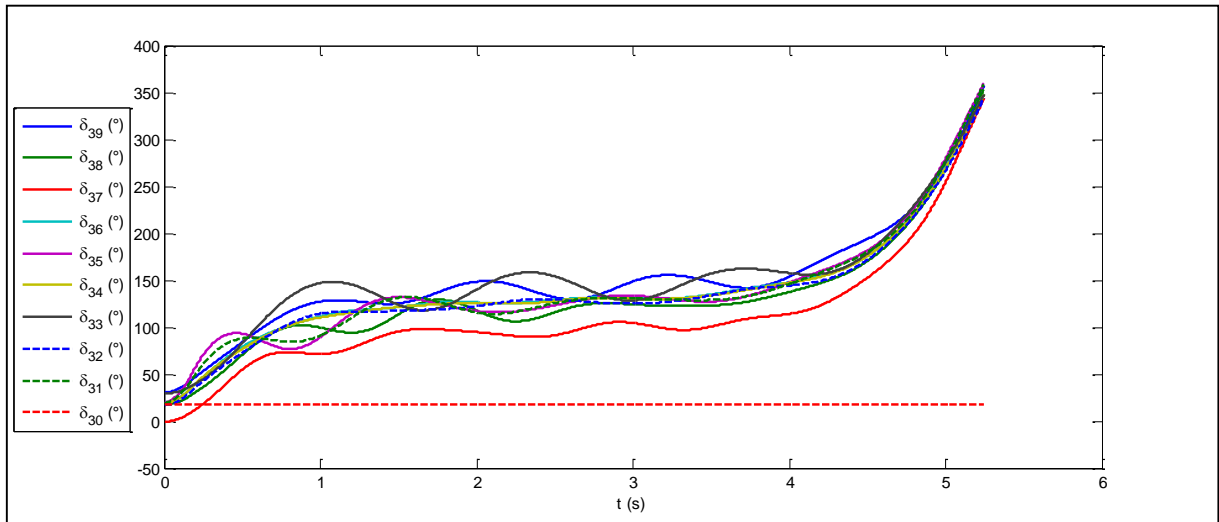


Figura 14.37 - Ângulo interno dos geradores no caso instável

Então, para aumentar a estabilidade do sistema, o gerador da barra 35 terá sua tensão interna aumentada. Para isso, aumenta-se sua tensão terminal em 2%, ou seja, a tensão terminal passa de 0,984 pu para 1,004 pu.

Os dados do novo fluxo de potência e novas tensões internas dos geradores são apresentados no Anexo B, no item 5. Com essa alteração, os resultados obtidos são:

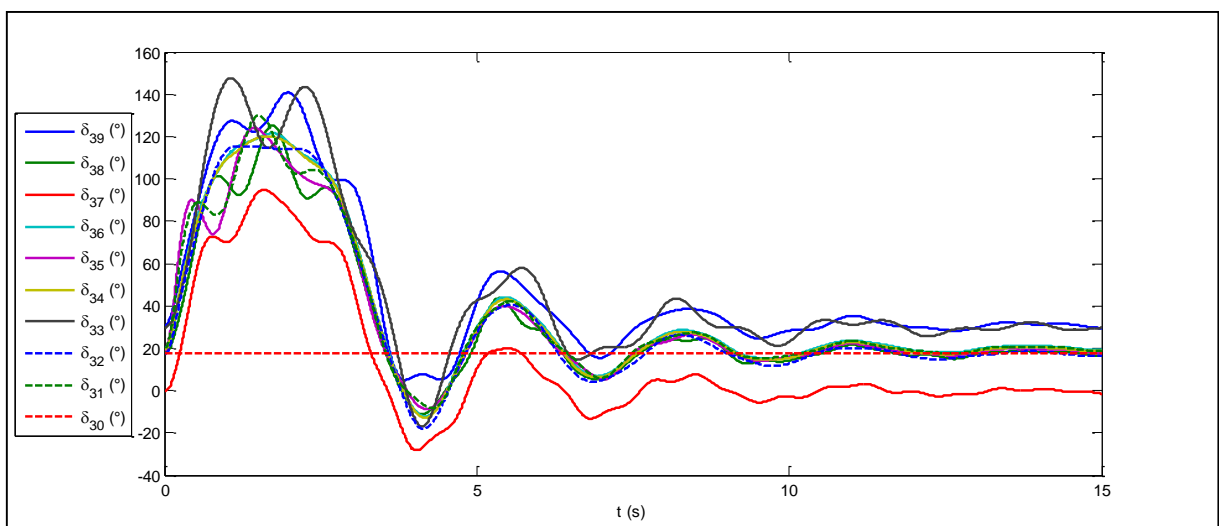


Figura 14.38 - Ângulos internos - Gerador da barra 35 sobre-excitado

14.3 COMPARAÇÃO ENTRE OS MODELOS I E II DE MÁQUINA APRESENTADOS NOS ANEXOS A E B

Neste tópico deseja-se observar como a utilização do modelo II modifica a resposta do sistema.

É aplicada uma falta próxima à barra 29 e esta é eliminada após 50ms. As leituras apresentadas são dos geradores próximos, que estão nas barras 37, 38 e 39. Nos gráficos de ângulos internos e potências elétricas, as curvas pontilhadas são referentes ao modelo II.

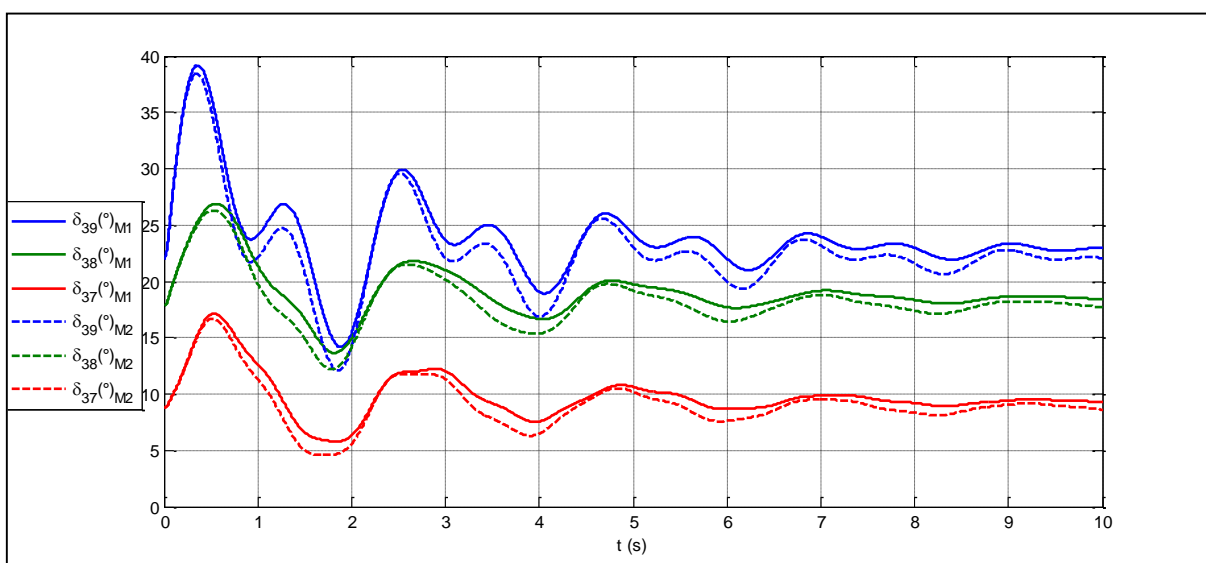


Figura 14.39 - Ângulos internos - falta na barra 29 - Modelo I e II de máquina

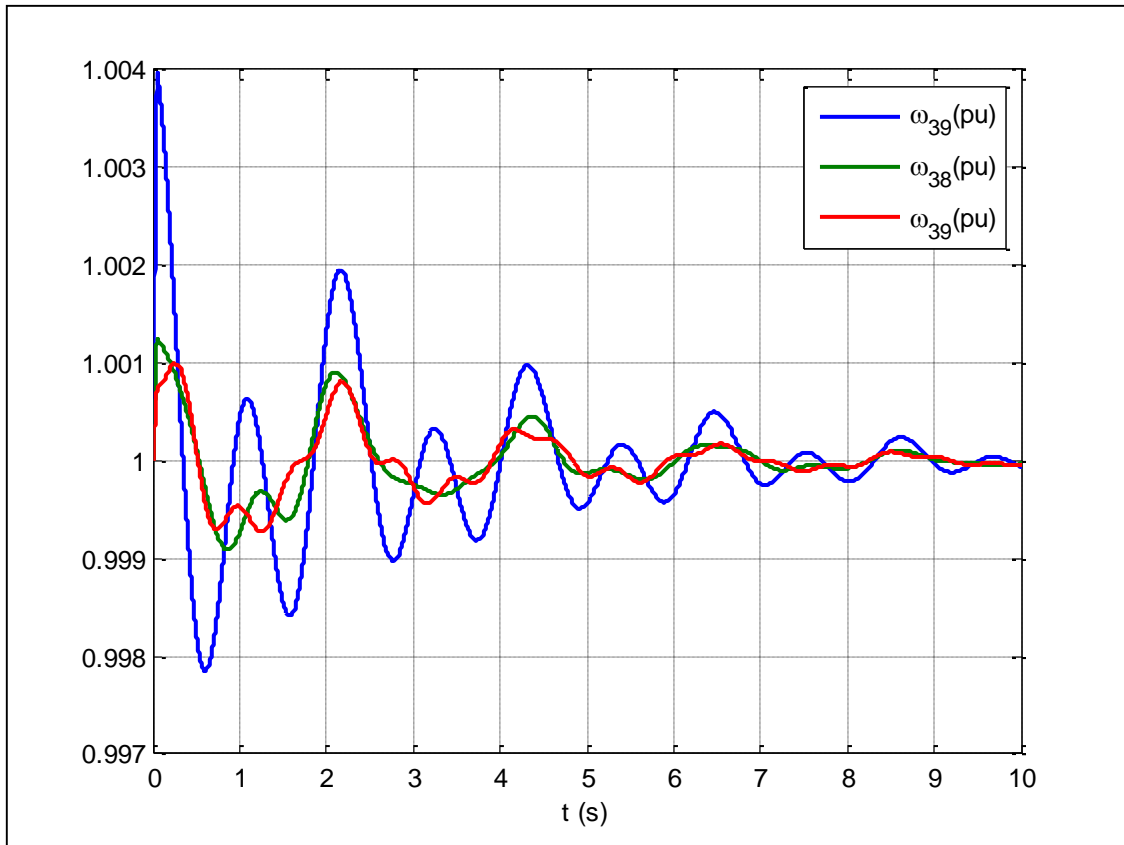


Figura 14.40 - Velocidades rotóricas - falta na barra 29 - Modelo I de máquina

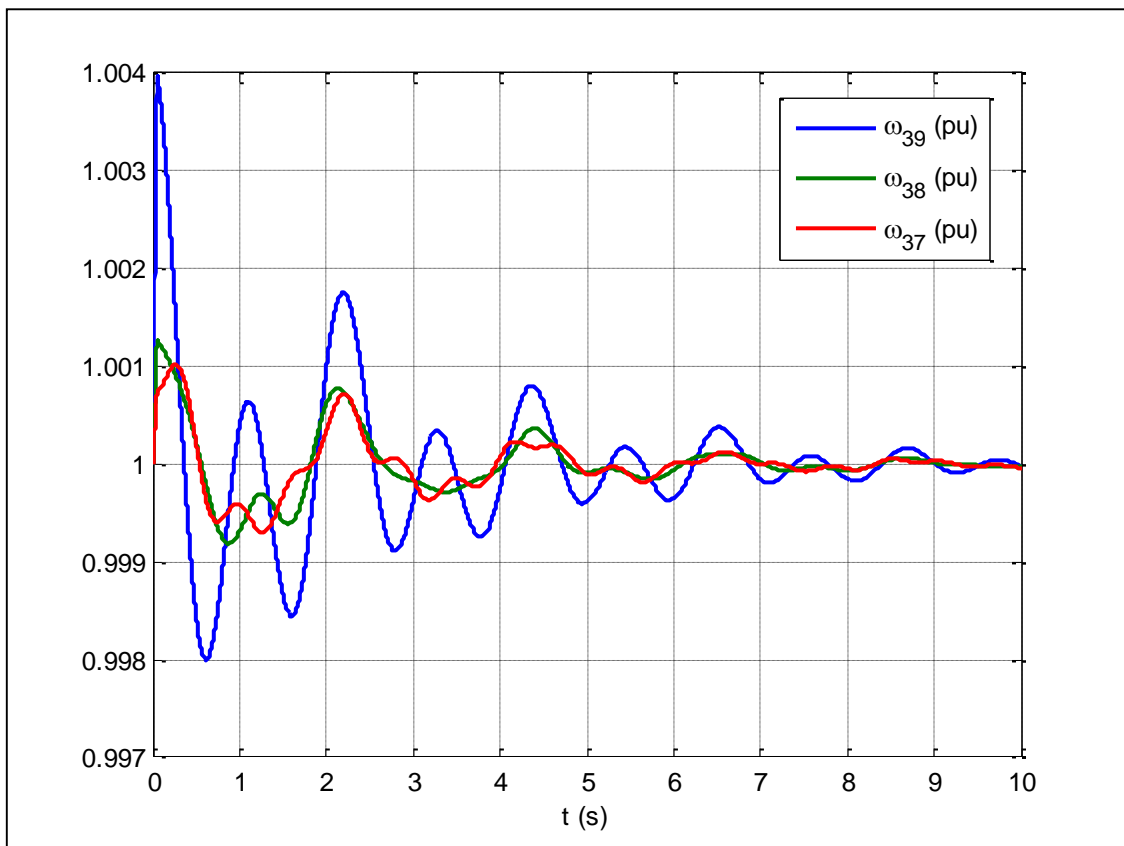


Figura 14.41 - Velocidade rotórica - falta na barra 29 - Modelo II de máquina

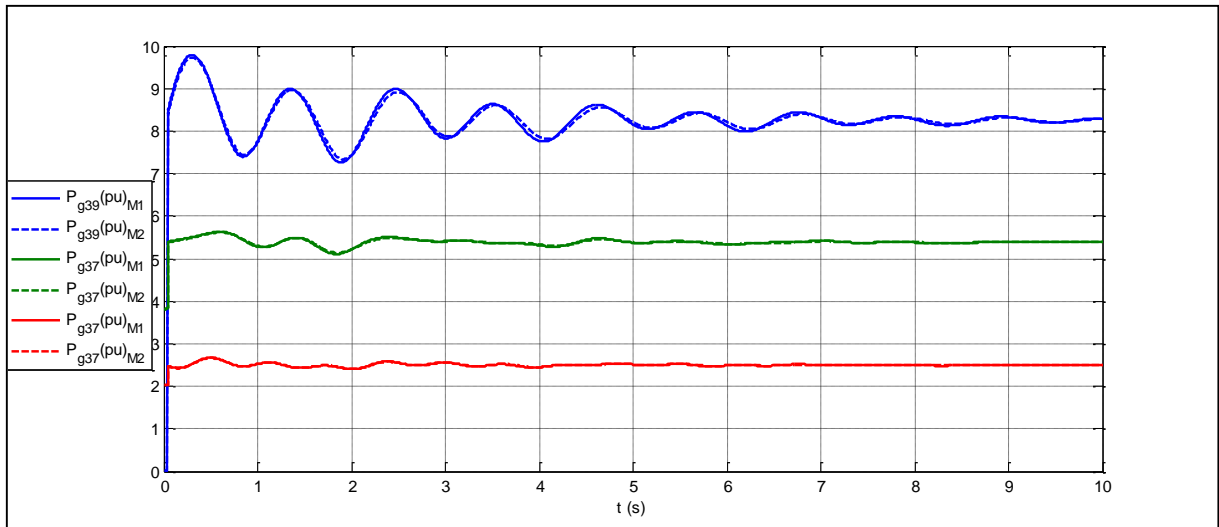


Figura 14.42 - Potência elétrica - falta na barra 29 - Modelos I e II de máquina

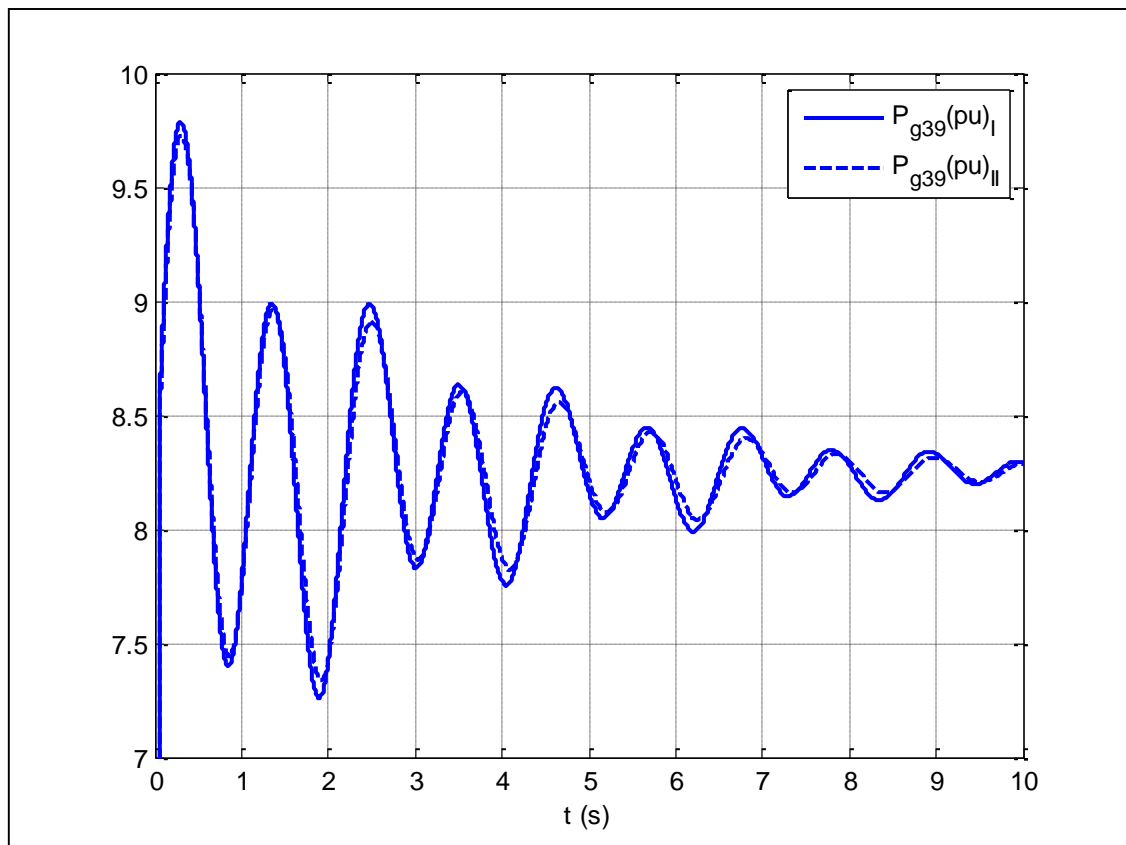


Figura 14.43 - Potência elétrica - falta na barra 29 - Potência do gerador 39 ampliada

Os gráficos apresentados mostram que quando o modelo II de máquinas é adotado o sistema ganha amortecimento devido às variações da tensão interna da máquina. Assim, nos gráficos dos ângulos internos, das velocidades angulares e das potências elétricas observa-se este efeito. As variações das tensões internas dos geradores podem ser observadas na Figura 14.44 e na Figura 14.45.

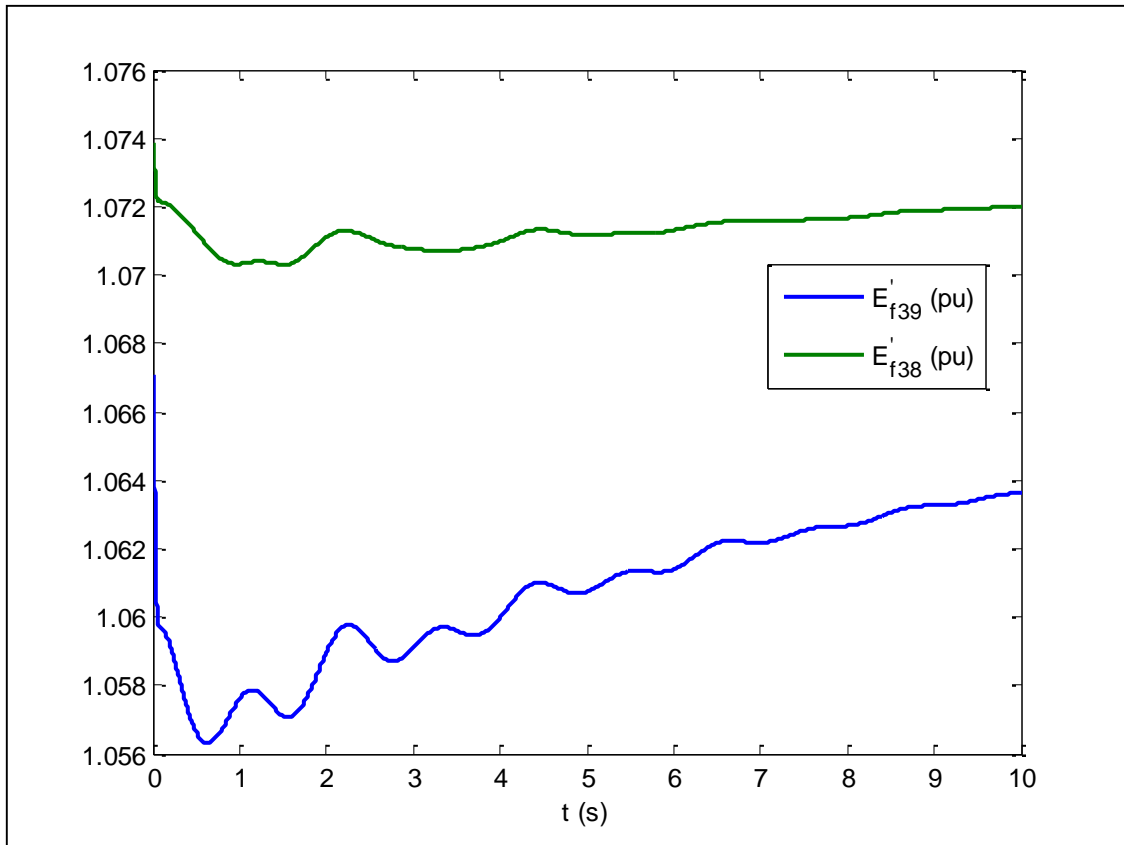


Figura 14.44 - Tensões internas (38 e 39) - falta na barra 29 - Modelo II de máquina

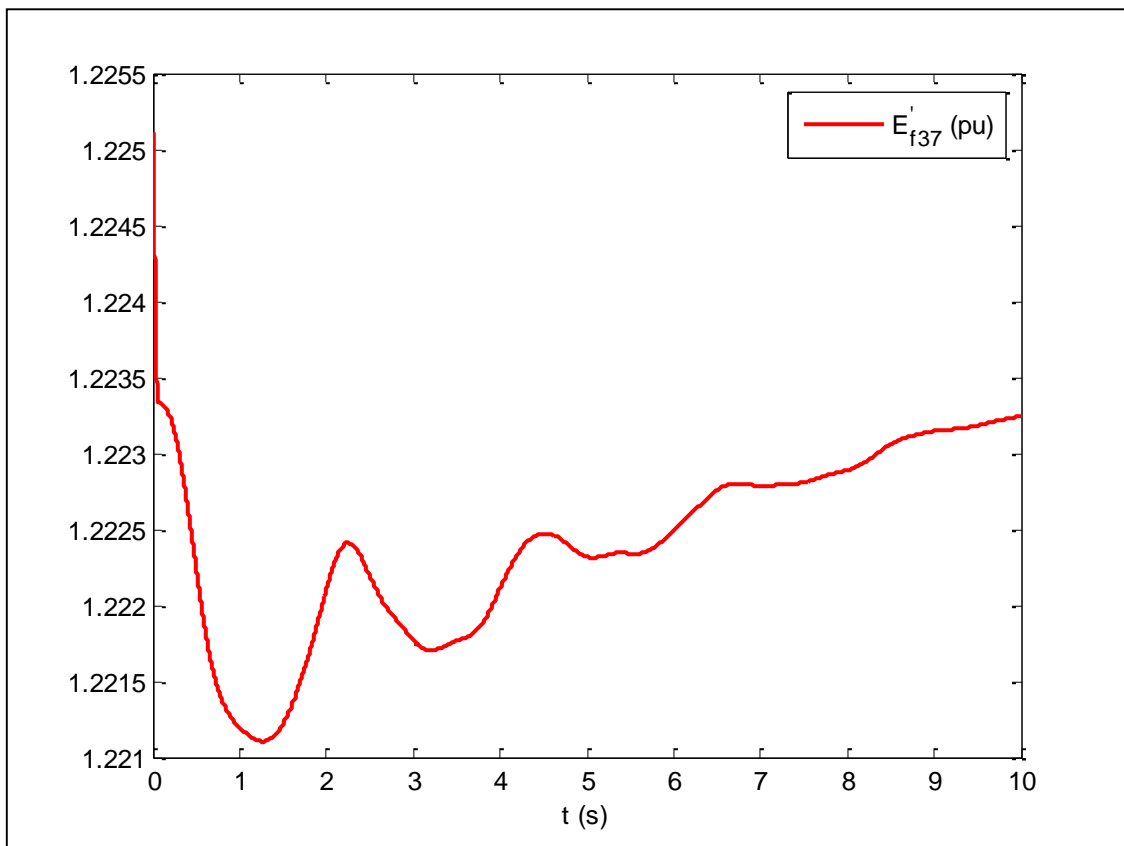


Figura 14.45 - Tensão interna (37) - falta na barra 29 - Modelo II de máquina

15 CONCLUSÃO

O estudo da estabilidade transitória é extremamente importante para o planejamento e operação dos sistemas de potência. Contudo, para este estudo é imprescindível que sejam utilizados programas capazes de resolver problemas de complexidade muito elevada.

O objetivo inicial deste trabalho foi ganhar experiência na resolução da dinâmica do sistema escolhido utilizando-se os modelos I e II de máquinas através do método trapezoidal. Com todos os resultados e observações apresentados, é possível concluir que este trabalho alcançou seu objetivo. O programa criado tem a capacidade de resolver a dinâmica de máquinas síncronas para estudo de estabilidade transitória utilizando os modelos propostos, para sistemas de grandes dimensões.

O programa criado não é só uma ferramenta para o estudo da estabilidade dinâmica. Permite, ainda, auxiliar nos estudos de regime permanente de sistemas de potência, graças à sua habilidade de resolução do fluxo de potência pelo método Newton-Raphson.

O usuário deste programa é então capaz de:

- inserir casos de dimensão elevada,
- resolver o fluxo de potência,
- observar os diagramas fasoriais de cada gerador, do tipo polos lisos ou salientes,
- aplicar curtos-circuitos trifásicos em pontos que variam de 5% até 95% do comprimento das linhas de transmissão.
- observar a dinâmica das máquinas do sistema que podem ser ajustadas ao modelo I ou modelo II de máquinas.

Graças aos resultados apresentados no tópico 14.1, os conceitos de tempo crítico e ângulo crítico puderam ser comprovados com o auxílio do programa.

A partir do tópico 14.2, conclui-se que alguns dos métodos de estabilização apresentados no tópico 11 funcionam e podem ser simulados e comprovados através deste programa. Também se observa que o aumento do amortecimento das máquinas ajuda a estabilizar o sistema mais rapidamente e isto pode ser comparado ao uso de controladores que realmente são utilizados no sistema.

Por fim, vale ressaltar que o programa proporciona ao usuário, em uma interface simples, a visualização e edição de tabelas contendo os dados do sistema e gráficos coloridos com legendas automáticas. Assim, graças ao fato do programa ser implementado no Matlab®,

os gráficos podem ser facilmente editados. Os dados do sistema são salvos no formato editável pelo Microsoft Office Excel® e os gráficos podem ser salvos como figuras de vários formatos.

15.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para fins de estudo do regime permanente, é possível implementar os controles que neste trabalho não foram incluídos, como o controle automático de tape. Poderia ser interessante também implementar métodos desacoplados para a resolução do fluxo de potência.

Para análise da estabilidade transitória, é possível aumentar a complexidade dos modelos do sistema. A seguir algumas sugestões.

- Inserir outros modelos mais complexos de máquinas.
- Adicionar controle de excitação.
- Adicionar elementos FACTS.
- Inserir controle de velocidade das turbinas.
- Inclusão de outros tipos de curtos-circuitos.
- Adicionar relés de diferentes tipos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, A. A. W. **Sistemas Elétricos de Potência (Notas de Aula)**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba. 2011.

BORGES, C. L. T. **Apostila de Análise de Sistemas de Potência**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2005.

COSTA, A. J. A. S.; SILVA, A. S. E. **Apostila de Controle e Estabilidade de Sistemas**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2000.

DIAS, F. F. G.; PILONI, F. C. **Análise de Estabilidade Transitória em Sistemas Elétricos de Potência**. Universidade de Brasília. Brasília. 2010.

FITZGERALD, A. E.; UMAS, S. D.; KINGSLEY, C. J. **Electric Machinery**. 6. ed. New York: McGraw-Hill, 1909.

KIMBARK, E. W. **Power System Stability: Synchronous Machines**. New York: Dover Publications, v. III, 1968.

OLIVEIRA, S. E. M. **Estabilidade de Sistemas de Potência (Notas de Aula)**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2011.

STAGG, G. W.; EL-ABIAD, A. H. **Computer Methods in Power System Analysis**. 2. ed. New York: Mc-Graw-Hill, 1968.

STEVENSON, W. D.; GRAINJER, J. J. **Power System Analysis**. 1. ed. New York: Mc Graw Hill, 1994.

ANEXO A - CASO MÁQUINA-BARRA INFINITA

1. Caso base

A seguir os dados do sistema e os resultados do fluxo de potência do caso máquina-barra infinita.

Barra	Tipo	Tensão (pu)	Fase (°)
1	Swing	1,000	00,00
2	PQ	0,993	11,38
3	PV	1,000	15,43

Tabela A-1.3 - Dados de barras

De	Para	X (%)	Tap (pu)
1	2	56,00	
1	2	56,00	
3	2	10,00	1,00

Tabela A-1.2 - Dados de linhas

Barra	E'_f (pu)	δ (°)	Base (MVA)	P_g (MW)	Q_g (MVar)	x'_d	H (s)
1	1,0001	-00,04	9999	-70,00	-09,48	0,001	9999
3	1,0696	29,83	100	70,00	09,48	0,380	4,5

Tabela A-1.3 - Dados de geradores

ANEXO B – SISTEMA NEW ENGLAND - MODELO I

1. Caso base

A seguir os dados do sistema e os resultados do fluxo de potência do caso multimáquinas.

Barra	Tipo	Nome	Tensão (pu)	Fase (°)	P_L (MW)	Q_L (MVar)
1	PQ	ALPHA-01	1,0474	-9,402		
2	PQ	KAPPA-02	1,0485	-6,840		
3	PQ	ETA---03	1,0307	-9,693	322,0	2,4
4	PQ	THETA-04	1,0045	-10,490	500,0	184,0
5	PQ	IOT---05	1,0058	-9,305		
6	PQ	GAMMA-06	1,0081	-8,604	9,2	4,6
7	PQ	LAMBD-07	0,9974	-10,804	233,8	84,0
8	PQ	MU----08	0,9964	-11,309	522,0	176,6
9	PQ	NU----09	1,0284	-11,132		
10	PQ	XI----10	1,0181	-6,226		
11	PQ	MICRO-11	1,0135	-7,037		
12	PQ	PI----12	1,0548	-7,053	8,5	88,0
13	PQ	RHO---13	1,0152	-6,939		
14	PQ	SIGMA-14	1,0126	-8,604		
15	PQ	TAU---15	1,0167	-9,022	320,0	153,0
16	PQ	UPSIL-16	1,0331	-7,622	329,4	32,3
17	PQ	PHI---17	1,0346	-8,617		
18	PQ	CHI---18	1,0318	-9,455	158,0	30,0
19	PQ	PSI---19	1,0512	-3,009		
20	PQ	OMEGA-20	0,9913	-4,415	680,0	103,0
21	PQ	ALPHA-21	1,0330	-5,220	274,0	115,0
22	PQ	BETA--22	1,0509	-0,781		
23	PQ	BETA--23	1,0459	-0,979	247,5	84,6
24	PQ	DELTA-24	1,0386	-7,502	308,6	-92,2
25	PQ	GAMMA-25	1,0577	-5,501	224,0	47,2
26	PQ	DELTA-26	1,0528	-6,754	139,0	17,0
27	PQ	EPSIL-27	1,0386	-8,762	281,0	75,5

Barra	Tipo	Nome	Tensão (pu)	Fase (°)	P_L (MW)	Q_L (MVar)
28	PQ	EPSIL-28	1,0510	-3,248	206,0	27,6
29	PQ	ZETTA-29	1,0509	-0,493	283,5	26,9
30	REF	THETA-30	1,0300	-10,940	1104,00	250,0
31	PV	TERM--10	0,9850	1,747		
32	PV	TERM--19	0,9950	2,235		
33	PV	TERM--20	1,0070	0,862		
34	PV	TERM--22	1,0500	4,173		
35	PV	TERM--06	0,9840	0,286		
36	PV	TERM--23	1,0620	6,883		
37	PV	TERM--02	1,0450	-4,414		
38	PV	TERM--25	1,0260	1,273		
39	PV	TERM--29	1,0210	6,567		

Tabela B-1.1 - Dados de barras

De	Para	Circuito	R (%)	X (%)	Shunt total (MVar)	Tap
1	2	1	0,35	4,11	69,86	
2	25	1	0,70	0,86	14,60	
2	37	1	0	1,81		1,025
3	2	1	0,13	1,51	25,72	
3	4	1	0,13	2,13	22,14	
3	18	1	0,11	1,33	21,38	
4	5	1	0,08	1,28	13,42	
4	14	1	0,08	1,29	13,82	
6	5	1	0,02	0,26	4,34	
6	35	1	0	2,50	0	1,070
7	6	1	0,06	0,92	11,30	
7	8	1	0,04	0,46	7,80	
8	5	1	0,08	1,12	14,76	
9	8	1	0,23	3,63	38,04	
9	30	1	0,10	2,50	120,00	
10	31	1	0	2,00		1,070
11	6	1	0,07	0,82	13,88	

De	Para	Circuito	R (%)	X (%)	Shunt total (MVar)	Tap
11	10	1	0,04	0,43	7,28	
12	11	1	0,16	4,35		1,060
12	13	1	0,16	4,35		1,060
13	10	1	0,04	0,43	7,28	
13	14	1	0,09	1,01	17,22	
14	15	1	0,18	2,17	36,60	
16	15	1	0,09	0,94	17,10	
16	19	1	0,16	1,95	30,40	
16	21	1	0,08	1,35	25,48	
16	24	1	0,03	0,59	6,80	
17	16	1	0,07	0,89	13,42	
17	18	1	0,07	0,82	13,18	
17	27	1	0,13	1,73	32,16	
19	20	1	0,07	1,38		1,060
19	32	1	0	1,42		1,070
20	33	1	0	1,80		1,009
22	21	1	0,08	1,40	25,66	
22	23	1	0,06	0,96	18,46	
22	34	1	0	1,43		1,025
23	36	1	0,00	2,72		1,000
24	23	1	0,22	3,50	36,10	
25	26	1	0,32	3,23	51,30	
25	38	1	0,00	2,32		1,025
26	27	1	0,14	1,47	23,96	
26	28	1	0,43	4,74	78,02	
26	29	1	0,57	6,25	102,90	
28	29	1	0,14	1,51	24,90	
29	39	1	0,00	1,56		1,025
30	1	1	0,10	2,50	75,00	

Tabela B-1.2 - Dados de linhas

Barra	E'_f(pu)	δ (°)	$Base$ (MVA)	P_g (MW)	Q_g (MVar)	H (s)	x'_d (pu)	D (pu)
30	1.2279	17.38	100	1000,0	87,40	9999	0,06	10
31	1.1528	19.44	100	650,0	210,12	35,8	0,0531	10
32	1.0818	17.00	100	629,1	116,69	28,6	0,0436	10
33	1.3863	29.42	100	505,5	160,72	34,8	0,132	3
34	1.1910	19.24	100	650,0	210,07	26,4	0,05	10
35	1.2027	20.01	100	573,1	209,14	30,3	0,0697	9,73
36	1.1382	19.97	100	558,6	101,15	24,3	0,049	8
37	1.0868	-0.50	100	250,0	132,47	42	0,031	4
38	1.0718	17.48	100	538,3	5,81	34,5	0,057	9
39	1.1318	30.57	100	824,8	23,18	30,3	0,057	14

Tabela B-1.3 - Dados de geradores

2. Despacho reduzido no gerador da barra 39

Resultados do fluxo de potência para a redução do despacho de potência do gerador da barra 39 de 824,8 MW para 660 MW (-20% na geração).

Barra	Nome	Tensão (pu)	Fase (°)
1	ALPHA-01	1,0496	-10,621
2	KAPPA-02	1,0511	-10,040
3	ETA---03	1,0325	-12,953
4	THETA-04	1,0057	-13,362
5	IOT---05	1,0067	-11,872
6	GAMMA-06	1,0091	-11,166
7	LAMBD-07	0,9984	-13,203
8	MU----08	0,9974	-13,627
9	NU----09	1,0287	-12,058
10	XI----10	1,0189	-8,970
11	MICRO-11	1,0143	-9,722
12	PI----12	1,0556	-9,796
13	RHO---13	1,0160	-9,739
14	SIGMA-14	1,0135	-11,552
15	TAU---15	1,0177	-12,407
16	UPSIL-16	1,0341	-11,195
17	PHI---17	1,0361	-12,364
18	CHI---18	1,0335	-13,015
19	PSI---19	1,0516	-6,585
20	OMEGA-20	0,9915	-7,991
21	ALPHA-21	1,0336	-8,796
22	BETA--22	1,0512	-4,360
23	BETA--23	1,0463	-4,558
24	DELTA-24	1,0395	-11,076
25	GAMMA-25	1,0566	-9,156
26	DELTA-26	1,0552	-11,839
27	EPSIL-27	1,0409	-13,231
28	EPSIL-28	1,0546	-10,367

Barra	Nome	Tensão (pu)	Fase (°)
29	ZETTA-29	1,0538	-8,272
30	THETA-30	1,0300	-10,940
31	TERM--10	0,9850	-1,003
32	TERM--19	0,9950	-1,343
33	TERM--20	1,0070	-2,714
34	TERM--22	1,0500	0,592
35	TERM--06	0,9840	-2,284
36	TERM--23	1,0620	3,301
37	TERM--02	1,0450	-7,619
38	TERM--25	1,0260	-2,374
39	TERM--29	1,0210	-2,643

Tabela B-2.1 - Dados de barras

Barra	E'_f (pu)	δ (°)	P_g (MW)	Q_g (MVar)
30	1.2659	21.308	1159,53	69,69
31	1.1511	16.720	650,00	206,82
32	1.0809	13.432	629,10	114,49
33	1.3851	25.866	505,50	159,70
34	1.1898	15.670	650,00	207,60
35	1.2004	17.481	573,10	205,69
36	1.1376	16.396	558,60	99,75
37	1.0825	-3.691	250,00	117,99
38	1.0743	13.788	538,30	10,57
39	1.0783	17.339	660,00	-13,70

Tabela B-2.2 - Dados de geradores

3. Reforço do sistema utilizando-se linhas em paralelo

Resultado do fluxo de potência para a duplicação das linhas 26 (barra de) - 29 (barra para), 26-28 e 1-2.

Barra	Nome	Tensão (pu)	Fase (°)
1	ALPHA-01	1,0566	-9,216
2	KAPPA-02	1,0571	-7,780
3	ETA---03	1,0384	-10,481
4	THETA-04	1,0090	-11,137
5	IOT---05	1,0087	-9,884
6	GAMMA-06	1,0109	-9,184
7	LAMBD-07	1,0001	-11,337
8	MU----08	0,9991	-11,822
9	NU----09	1,0295	-11,336
10	XI----10	1,0207	-6,852
11	MICRO-11	1,0162	-7,648
12	PI----12	1,0578	-7,676
13	RHO---13	1,0182	-7,575
14	SIGMA-14	1,0166	-9,263
15	TAU---15	1,0219	-9,740
16	UPSIL-16	1,0388	-8,381
17	PHI---17	1,0441	-9,402
18	CHI---18	1,0406	-10,233
19	PSI---19	1,0533	-3,786
20	OMEGA-20	0,9924	-5,186
21	ALPHA-21	1,0369	-5,996
22	BETA--22	1,0530	-1,577
23	BETA--23	1,0481	-1,774
24	DELTA-24	1,0438	-8,262
25	GAMMA-25	1,0672	-6,485
26	DELTA-26	1,0778	-7,723
27	EPSIL-27	1,0567	-9,598
28	EPSIL-28	1,0782	-6,495

Barra	Nome	Tensão (pu)	Fase (°)
29	ZETTA-29	1,0714	-4,110
30	THETA-30	1,0300	-10,940
31	TERM--10	0,9850	1,100
32	TERM--19	0,9950	1,447
33	TERM--20	1,0070	0,085
34	TERM--22	1,0500	3,367
35	TERM--06	0,9840	-0,318
36	TERM--23	1,0620	6,071
37	TERM--02	1,0450	-5,373
38	TERM--25	1,0260	0,229
39	TERM--29	1,0210	2,815

Tabela B-3.1 - Dados de barras

Barra	E'_f (pu)	δ (°)	P_g (MW)	Q_g (MVar)
30	1,2059	17,893	998,34	45,31
31	1,1467	18,893	650,00	198,18
32	1,0761	16,290	629,10	103,11
33	1,3791	28,802	505,50	154,45
34	1,1840	18,522	650,00	194,86
35	1,1960	19,524	573,10	199,04
36	1,1344	19,204	558,60	92,52
37	1,0726	-1,409	250,00	84,46
38	1,0498	16,780	538,30	-35,42
39	1,0650	28,431	824,80	-108,61

Tabela B-3.2 - Dados de geradores

4. Rede com linha com compensação série

Resultado do fluxo de potência para o sistema com a linha 26 (barra de) - 29 (barra para) com compensação série de 30%.

Barra	Nome	Tensão (pu)	Fase (°)
1	ALPHA-01	1,0474	-9,403
2	KAPPA-02	1,0485	-6,842
3	ETA---03	1,0306	-9,695
4	THETA-04	1,0045	-10,492
5	IOT---05	1,0057	-9,307
6	GAMMA-06	1,0081	-8,606
7	LAMBD-07	0,9974	-10,806
8	MU----08	0,9964	-11,311
9	NU----09	1,0284	-11,132
10	XI----10	1,0181	-6,228
11	MICRO-11	1,0135	-7,039
12	PI----12	1,0548	-7,055
13	RHO---13	1,0152	-6,941
14	SIGMA-14	1,0126	-8,606
15	TAU---15	1,0167	-9,025
16	UPSIL-16	1,0331	-7,624
17	PHI---17	1,0346	-8,619
18	CHI---18	1,0318	-9,457
19	PSI---19	1,0512	-3,011
20	OMEGA-20	0,9913	-4,418
21	ALPHA-21	1,0330	-5,222
22	BETA--22	1,0508	-0,783
23	BETA--23	1,0459	-0,981
24	DELTA-24	1,0386	-7,505
25	GAMMA-25	1,0576	-5,502
26	DELTA-26	1,0526	-6,756
27	EPSIL-27	1,0385	-8,764
28	EPSIL-28	1,0524	-4,075

Barra	Nome	Tensão (pu)	Fase (°)
29	ZETTA-29	1,0522	-1,589
30	THETA-30	1,0300	-10,940
31	TERM--10	0,9850	1,745
32	TERM--19	0,9950	2,233
33	TERM--20	1,0070	0,860
34	TERM--22	1,0500	4,171
35	TERM--06	0,9840	0,284
36	TERM--23	1,0620	6,881
37	TERM--02	1,0450	-4,416
38	TERM--25	1,0260	1,272
39	TERM--29	1,0210	5,463

Tabela B-4.1 - Dados de barras

Barra	E'_f (pu)	δ (°)	P_g (MW)	Q_g (MVar)
30	1,2280	17,383	1000,10	87,47
31	1,1529	19,440	650,00	210,20
32	1,0819	16,995	629,10	116,79
33	1,3863	29,412	505,50	160,77
34	1,1910	19,234	650,00	210,18
35	1,2028	20,010	573,10	209,20
36	1,1383	19,968	558,60	101,21
37	1,0869	-0,503	250,00	132,68
38	1,0719	17,472	538,30	6,07
39	1,1275	29,568	824,80	14,58

Tabela B-4.2 - Dados de geradores

5. Gerador da barra 35 operando sobre-excitado

Resultado do fluxo de potência para um aumento de 2% na tensão terminal do gerador da barra 32.

Barra	Nome	Tensão (pu)	Fase (°)
1	ALPHA-01	1,0478	-9,406
2	KAPPA-02	1,0496	-6,854
3	ETA---03	1,0331	-9,704
4	THETA-04	1,0097	-10,503
5	IOT---05	1,0131	-9,340
6	GAMMA-06	1,0160	-8,651
7	LAMBD-07	1,0048	-10,817
8	MU----08	1,0034	-11,314
9	NU----09	1,0313	-11,132
10	XI----10	1,0231	-6,285
11	MICRO-11	1,0194	-7,094
12	PI----12	1,0606	-7,106
13	RHO---13	1,0201	-6,990
14	SIGMA-14	1,0171	-8,635
15	TAU---15	1,0192	-9,038
16	UPSIL-16	1,0348	-7,637
17	PHI---17	1,0364	-8,629
18	CHI---18	1,0338	-9,464
19	PSI---19	1,0518	-3,029
20	OMEGA-20	0,9916	-4,434
21	ALPHA-21	1,0341	-5,240
22	BETA--22	1,0515	-0,806
23	BETA--23	1,0466	-1,004
24	DELTA-24	1,0401	-7,518
25	GAMMA-25	1,0585	-5,508
26	DELTA-26	1,0537	-6,763
27	EPSIL-27	1,0399	-8,769
28	EPSIL-28	1,0515	-3,260

Barra	Nome	Tensão (pu)	Fase (°)
29	ZETTA-29	1,0512	-0,507
30	THETA-30	1,0300	-10,940
31	TERM--10	0,9850	1,649
32	TERM--19	0,9950	2,211
33	TERM--20	1,0070	0,842
34	TERM--22	1,0500	4,144
35	TERM--06	1,0040	-0,008
36	TERM--23	1,0620	6,853
37	TERM--02	1,0450	-4,430
38	TERM--25	1,0260	1,261
39	TERM--29	1,0210	6,552

Tabela B-5.1 - Dados de barras

Barra	E'_f (pu)	δ (°)	P_g (MW)	Q_g (MVar)
30	1,2208	17,552	999,75	73,76
31	1,1411	19,533	650,00	187,23
32	1,0802	16,997	629,10	112,79
33	1,3842	29,442	505,50	158,92
34	1,1889	19,234	650,00	205,70
35	1,2508	18,539	573,10	262,00
36	1,1371	19,953	558,60	99,91
37	1,0851	-0,511	250,00	129,54
38	1,0700	17,492	538,30	4,09
39	1,1307	30,583	824,80	22,06

Tabela B-5.2 - Dados de geradores

ANEXO C – NEW ENGLAND - MODELO II

1. Caso base

Os dados de barras e linhas do sistema são os mesmos da Tabela A-1. e da Tabela A-1., pois a modificação do caso é feita nas máquinas. A modelagem diferente das máquinas não altera o fluxo de potência, somente as tensões internas destas. A seguir os dados estão na base dos geradores.

Barra	E'_f(pu)	δ (°)	Base (MVA)	H (s)	x_d (pu)	x'_d (pu)	T'_{do} (s)	D (pu)
30	1.0335	-9.056	10000	9999	0,9	0,35	9999	50
31	1.1404	18.564	700	5	0,9	0,35	7	50
32	1.1000	18.936	700	5	0,9	0,35	7	50
33	1.1384	15.767	600	5	0,9	0,35	7	15
34	1.1910	19.237	700	5	0,9	0,35	7	50
35	1.1589	17.333	600	5	0,9	0,35	7	48,65
36	1.1589	22.236	600	5	0,9	0,35	7	40
37	1.2251	8.755	300	5	0,9	0,35	7	20
38	1.0738	17.832	600	5	0,9	0,35	7	45
39	1.0671	21.932	1000	5	0,9	0,35	7	70

Tabela C-1.1 - Dados de geradores